




MYTHOS ATOMKRAFT EIN WEGWEISER

Koordination: Felix Matthes

Aus dem Englischen von
Thomas Pfeiffer, Jochen Schimmang und Heinz Tophinke



Hrsg. von der Heinrich-Böll-Stiftung

Das Kapitel 2 (Antony Frogatt) und der
zweite Teil von Kapitel 3 (Peter Diehl)
beruhen auf umfangreichen Studien
im Auftrag von 

Mythos Atomkraft. Ein Wegweiser
Hrsg. von der Heinrich-Böll-Stiftung

1. Auflage, Berlin 2006
© Heinrich-Böll-Stiftung
Alle Rechte vorbehalten
Gestaltung: SupportAgentur, Berlin
Druck: agit-druck, Berlin
eBook-Bearbeitung: www.pdf4web.de
Die Schreibweise entspricht den
Regeln der neuen Rechtschreibung
gemäß den Empfehlungen der Deutschen
Akademie für Sprache und Dichtung.

Bestelladresse:
Heinrich-Böll-Stiftung
Hackesche Höfe
Rosenthaler Str. 40/41
10178 Berlin
Tel. 030-285340
Fax: 030-28534109
info@boell.de
www.boell.de

ISBN 3-927760-51-X

INHALT

Vorwort	5
-------------------	---

Kapitel 1

Gerd Rosenkranz: Mythos Atomkraft

1 Einleitung	11
2 Zur Erinnerung: Das Restrisiko des Vergessens	11
3 Sicherheit: Die Umfrage der Atomkraftnutzung	13
4 Selbstmordattentate: Eine neue Dimension der Bedrohung	20
5 Atomkraftwerke: Nukleare Ziele im konventionellen Krieg .	24
6 Siamesische Zwillinge: Zivile und militärische Nutzung der Atomenergie	25
7 Der offene Kreislauf: Lecks am Anfang und am Ende	29
8 Nuklearer Klimaschutz: Ratschläge vom Milchmädchen . . .	36
9 Billige Atomkraft: Wenn der Staat die Rechnung zahlt . . .	42
10 Fazit: Renaissance der Ankündigungen	52

Kapitel 2

Antony Frogatt: Die Risiken von Atomreaktoren

1 Einleitung	61
2 Kommerzielle Reaktortypen und ihre Mängel	62
3 Alterung, Laufzeitverlängerung und Sicherheit	84
4 Die Terrorgefahr	109
Literatur	119

Kapitel 3

Jürgen Kreusch, Wolfgang Neumann, Detlef Appel und Peter Diehl: Der nukleare Brennstoffkreislauf

1 Einleitung	127
2 Uranabbau: Technologie und Auswirkungen	128
3 Die Behandlung von Nuklearabfällen	157
Literatur	193

Kapitel 4

Otfried Nassauer: Atomenergie und Proliferation

1	Einleitung	199
2	Zivile Atomanlagen – ein kurzer Überblick	202
3	Proliferationsrisiken	206
4	Instrumente der Kontrolle und Begrenzung von Proliferation	223
5	Eine Welt auf der Suche nach Energie	237
	Literatur	242

Kapitel 5

Steve Thomas: Die Wirtschaftlichkeit der Atomenergie

1	Einleitung	249
2	Der Weltmarkt für Atomkraftwerke: Bestellungsstand und weitere Aussichten	250
3	Gängige Reaktortypen	259
4	Schlüsselfaktoren der nuklearen Ökonomie	267
5	Neuere Studien zu den Kosten der Atomenergie und warum sie differieren	284
6	Notwendigkeit und Höhe staatlicher Subventionen	290
7	Schlussfolgerungen	292
	Anhang 1: Diskontierung, Kapitalkosten und erforderliche Rendite	298
	Anhang 2: Die Technologien von Atomreaktoren	302
	Anhang 3: Die Hersteller von Atomreaktoren	304
	Anhang 4: Die Stilllegung von Atomreaktoren	307

Kapitel 6

Felix Chr. Matthes: Atomenergie und Klimawandel

1	Einleitung	315
2	Die Herausforderung des Klimawandels	317
3	Business As Usual	323
4	Der Umgang mit komplexen Risikostrukturen	331
5	Optionen der Emissionsminderung	336
6	Schlüsselstrategien: eine Fallstudie zu Deutschland	363
7	Schlussfolgerungen	369
	Literatur	371

	Abkürzungen	375
	Kurzbiographien der Autoren	377

VORWORT

Die Atomenergie ist wieder verstärkt in der Diskussion. Der Energiehunger aufstrebender Industriestaaten wie China und Indien, steigende Ölpreise, die riskante Abhängigkeit von russischem Erdgas und der galoppierende Klimawandel werden zu ihren Gunsten ins Feld geführt. Die Atomlobby schnuppert Morgenluft, von einem Come back der Atomenergie ist die Rede. Bisher ist das durch Fakten nicht gedeckt. Der Anteil des Atomstroms am gesamten Energieverbrauch ist weltweit rückläufig. Einige Neubauten in Asien und ein Reaktor in Finnland werden diesen Trend nicht umkehren. Auch die Industrie ist zögerlich und fordert umfangreiche staatliche Beihilfen und Garantien, bevor sie sich auf das Abenteuer neuer Atomkraftwerke einlässt.

Die veränderte energiepolitische Landschaft und die Offensive der Atombefürworter sind aber Grund genug, sich wieder intensiver mit der Atomkraft zu beschäftigen. In einer Reihe von Themenpapieren legt die Heinrich-Böll-Stiftung nun Analysen und Informationen zu den großen Streitfragen um die Atomenergie vor:

1. *Reaktorsicherheit*: Was sind die spezifischen Risiken alter und neuer Reaktortypen? Welche Probleme entstehen bei der Verlängerung der Laufzeit bestehender AKWs?
2. *Brennstoffkreislauf*: Wie lange reichen die Uranvorräte? Welche Risiken birgt der Uranbergbau? Welche Konzepte existieren für die Endlagerung?
3. *Proliferation*: Wie eng ist die Verbindung von ziviler und militärischer Nutzung der Atomenergie? Lässt sich auf Dauer das eine von dem anderen trennen?
4. *Ökonomie*: Wie wirtschaftlich ist Atomenergie? Welche Unsicherheiten liegen den Kalkulationen zugrunde, und welche Kosten werden auf die Allgemeinheit abgewälzt?
5. *Klimaschutz*: Inwieweit bietet die Atomenergie eine Antwort auf die Herausforderung des Klimaschutzes? Was ist von dem Argument zu halten, Atomkraftwerke müssten den Übergang zur Bedarfsdeckung durch regenerative Energien absichern?

Zu Beginn bieten wir in einem eigenständigen Überblicksbeitrag von Gerd Rosenkranz eine umfassende wie kompakte Bewertung der Risiken und Aussichten der Atomenergie.

Die Auseinandersetzung mit der Atomenergie wird nicht nur in Deutschland geführt, sondern in vielen Partnerländern der Heinrich-Böll-Stiftung. Wir haben daher diese Papiere vorrangig in einer internationalen Perspektive für diese Partnerländer in Auftrag gegeben und nicht spezifisch für die deutsche Situation. Ausgaben in verschiedenen Sprachen (u.a. Englisch, Russisch, Ukrainisch, Portugiesisch) sind in Vorbereitung.

In Deutschland wird sich die atompolitische Auseinandersetzung in den kommenden Jahren auf zwei Fragen zuspitzen:

Laufzeitverlängerung: Werden Reststrommengen von neueren Reaktoren auf die zur Abschaltung anstehenden Altreaktoren Biblis A, Biblis B, Brunsbüttel und Neckarwestheim 1 übertragen? Eine Ausnahmeklausel im Atomkonsens ermöglicht dies mit Zustimmung der Bundesregierung. Die Konsequenz wäre nicht nur ein Weiterbetrieb der ältesten, stör anfälligsten Reaktoren. Es würde dadurch auch die Phase des Atomausstiegs zeitlich stark komprimiert. Der Druck auf einen „Ausstieg aus dem Ausstieg“ würde nach 2010 massiv wachsen, da die notwendigen Ersatzkapazitäten in der Kürze der Zeit kaum zu beschaffen wären. Außerdem sind die dann abzuschaltenden Anlagen noch relativ jung; die Energiekonzerne würden dann mit Sicherheit gegen die „erzwungene Kapitalvernichtung“ Sturm laufen. Die Verlängerung der Laufzeit alter Anlagen wäre deshalb faktisch ein Angriff auf den mühsam errungenen „Atomkonsens“.

Endlagersuche: In den vergangenen Jahren sind 1,3 Milliarden Euro in den Bau eines Endlagers in Gorleben gesteckt worden, obwohl erhebliche Zweifel an der geologischen Eignung des Salzstocks bestehen. In dieser Legislaturperiode will die Große Koalition die Endlagerfrage klären – es ist zu befürchten, dass Gorleben entgegen aller fachlichen Bedenken als Standort festgeschrieben werden soll.

Trotz aller Argumente gegen eine katastrophenträchtige, mit hohen Kosten und Langzeitriskien verbundene Technologie ist die Auseinandersetzung um die Atomenergie neu eröffnet. Eine neue Generation wächst heran, für die Harrisburg und Tschernobyl keine prägende Erfahrung mehr ist. In der öffentlichen Wahrnehmung dominieren Klimawandel, Energiesicherheit und steigende Preise für Öl und Gas den energiepolitischen Diskurs. Wir sehen es deshalb als unsere Aufgabe, atomkritisches Know-how zu aktualisieren und

Alternativen zur Atomenergie aufzuzeigen. Dazu will *Mythos Atomkraft* einen Beitrag leisten. Wir bedanken uns sehr bei den Autoren dieses Bandes, namentlich bei Felix Chr. Matthes vom Öko-Institut, der zugleich die Koordination dieses Projekts besorgte. Auf Seiten der Heinrich-Böll-Stiftung lag das Projekt in den bewährten Händen von Jörg Haas.

Berlin, im Januar 2006

Ralf Fücks und Barbara Unmüßig
Vorstand der Heinrich-Böll-Stiftung



KAPITEL 1

MYTHOS ATOMKRAFT. ÜBER DIE RISIKEN UND AUSSICHTEN DER ATOMENERGIE

Von Gerd Rosenkranz



1 Einleitung

Der fundamentale Konflikt um die Atomenergie ist fast so alt wie ihre kommerzielle Nutzung. Die frühen Blühträume ihrer Verfechter sind verflogen, die hohen Risiken geblieben, ebenso die Gefahren des militärischen Missbrauchs. Terroristische Bedrohungen haben sich dramatisch konkretisiert. Die Klimaerwärmung und die Endlichkeit fossiler Brennstoffe können nicht die großen Sicherheitsprobleme der Atomenergie verdrängen. Den katastrophensicheren Reaktor gibt es seit Jahrzehnten nur als ein fernes Versprechen.

Die vom Menschen verursachte Aufheizung der Atmosphäre gehört ohne Zweifel zu den größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Aber es gibt andere, risikoärmere Optionen, sie zu bewältigen, als die Atomenergie. Der Einsatz der Atomenergie ist nicht zukunftsfähig, weil die nuklearen Spaltstoffe ebenso endlich sind wie die fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Erdgas. Und weil die Zeiträume, die ihre radioaktive Hinterlassenschaft von der Biosphäre ferngehalten werden muss, so lang sind, dass sie jenseits der menschlichen Vorstellungskraft liegen.

Atomenergie ist aber nicht nur sicherheitstechnisch, sondern auch finanztechnisch eine Hochrisikotechnologie. Ohne staatliche Subventionen hat sie in einem marktwirtschaftlichen Umfeld keine Chance. Trotzdem wird es weiter Unternehmen geben, die unter speziellen, staatlich gesetzten Rahmenbedingungen von der Atomenergie profitieren. Laufzeitverlängerungen alter Reaktoren können für ihre Betreiber ökonomisch attraktiv sein – aber sie erhöhen das Risiko eines schweren Unfalls überproportional. Und es wird immer Machthaber geben, die die zivile Nutzung der Kernspaltung vor allem als Etappe auf dem Weg zur eigenen Atombombe sehen und vorantreiben. Darüber hinaus bietet die Atomenergie mit ihren hochgefährlichen und terrorgefährdeten Anlagen einen zusätzlichen Angriffspunkt für die spätestens am 11. September 2001 sichtbar gewordene skrupellose nichtstaatliche Gewalt. Auch deshalb wird die Atomenergie die Menschen spalten, so lange sie genutzt wird.

2 Zur Erinnerung: Das Restrisiko des Vergessens

Was sich am späten Abend des 10. April 2003 im Brennelementlagerbecken des ungarischen Atomkraftwerks Paks abspielte, erinnerte fatal an zwei Ereignisse, die seit Jahrzehnten als Menetekel die Geschichte der zivilen Nutzung der Atomenergie begleiten: Die

Reaktorkatastrophen von Harrisburg im März 1979 und Tschernobyl im April 1986.

Unverzeihliche Konstruktionsfehler, schlampige Überwachung, fehlerhafte Betriebsanweisungen, stressbedingte Fehleinschätzungen und nicht zuletzt: ein naives Vertrauen in eine hochsensible Technik – all das kannte man schon vor diesem Donnerstagabend in Ungarn: nicht nur aus Harrisburg und Tschernobyl, auch aus der Wiederaufbereitungsanlage im britischen Sellafield, vom Monju-Brüter oder aus der Wiederaufbereitungsanlage von Tokaimura in Japan und aus Brunsbüttel an der Elbe. Wo Menschen arbeiten, machen sie Fehler. Sie können von Glück sagen, dass die nach jedem Unfall aufs Neue als „unerklärlich“ eingestufte Verkettung von Fehlleistungen nicht immer so hart bestraft wird, wie 1986 in der Ukraine und ihren Nachbarstaaten. In Block 2 des Atomkraftwerks Paks, 115 Kilometer südlich der ungarischen Hauptstadt Budapest gelegen, blieb es bei der Überhitzung und Zerstörung von 30 hochradioaktiven Brennelementen, die sich in einen Haufen strahlenden Schutt am Boden eines mit Wasser gefluteten Stahlkessels verwandelten. Es blieb bei einer massiven Freisetzung radioaktiver Edelgase, die in hoher Konzentration in den panisch geräumten Reaktorsaal strömten und die später, um die Halle für Personal in Strahlenschutzanzügen wieder zugänglich zu machen, mit höchster Ventilatorleistung volle 14 Stunden ungefiltert in die Umgebung geblasen wurden.

Der Name Paks steht für den schwersten Unfall in einem europäischen Atomreaktor seit Tschernobyl. Die Überhitzung des hochradioaktiven Materials spielte sich noch dazu außerhalb des verbunkerten Sicherheitsbehälters ab. Doch die Welt jenseits der ungarischen Grenzen nahm praktisch keine Notiz von dem nuklearen Inferno, das sich im Innern einer mobilen Brennelement-Reinigungsanlage anzubahnen drohte. Die Fachleute im In- und Ausland, die die Abläufe jener Nacht später rekonstruierten, erkannten bestürzt, dass es viel schlimmer hätte kommen können. Nicht nur die unaufgeregte Reaktion der internationalen Öffentlichkeit auf den dramatischen Zwischenfall war neu. Die Havarie von Paks bedeutete auch in anderer Hinsicht eine Premiere. Erstmals hatten west- und osteuropäische Reaktormannschaften in einer Kaskade aus Sorglosigkeit, Managementfehlern und Routineseligkeit einen schweren Störfall gemeinsam und geradezu zielstrebig herbeigeführt. Beteiligt: Konstrukteure und Operateure des deutsch-fran-

zösischen Atomkonzerns Framatome-ANP (einer Tochter des französischen Areva- und des deutschen Siemens-Konzerns), Betriebsmannschaften des Atomkraftwerks sowjetischer Bauart in Paks und Fachleute der ungarischen Atomaufsichtsbehörde in Budapest. Sie alle traf ein Teil der Verantwortung – und sie kamen glimpflich davon.

Als die 30 Brennelemente, immerhin rund ein Zehntel einer vollen Reaktorkernbeladung, nach der chemischen Reinigung nicht genügend gekühlt wurden, brachten sie zuerst das Kühlwasser im Reinigungskessel zum Sieden, kochten dann regelrecht trocken, erhitzen sich auf bis zu 1200 Grad Celsius und zerbröselten schließlich wie Porzellan, als die überforderten Operateure nach pannenreichen Versuchen, die große Katastrophe zu vermeiden, einen Sturzbach aus kaltem Wasser auf sie leiteten. Zu diesem Zeitpunkt lag eine atomare Verpuffung, also eine begrenzte, aber unkontrollierte Kettenreaktion nach Überzeugung der Reaktorphysiker im Bereich des Möglichen. Mit verheerenden Folgen nicht nur für die Umgebung des Kraftwerks Paks.

3 Sicherheit: Die Umfrage der Atomkraftnutzung

Mit erkennbarem Wohlgefallen registrieren die Verfechter der Atomenergie in den Industriestaaten in immer mehr Ländern eine Beruhigung der Auseinandersetzung über die Atomenergie. Unter dem Eindruck von Klimawandel und Ölpreisexplosion sei die Tonlage „sachlicher und ruhiger“ geworden. Vor allem über eines frohlocken die Freunde der nuklearen Stromproduktion: Der politisch-gesellschaftliche Diskurs hat sich von den fundamentalen Sicherheitsproblemen der Kerntechnik wegverlagert, hin zu Fragen der Ökonomie, des Klimaschutzes oder der Ressourcenschonung. Atomenergie soll so in der öffentlichen Wahrnehmung zu einer Technik unter vielen umgedeutet werden, ihre Nutzung eine Abwägungsfrage, wie die zwischen Kohlekraftwerk und Windmühle. Die Kernspaltung wird eingemeindet in das von den Ökonomen definierte Zieldreieck der energiepolitischen Debatte aus Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit. Dass auch innerhalb dieser Agenda viele Fragen an die Sinnhaftigkeit des Einsatzes der Atomenergie bleiben, stört ihre Anhänger weniger. Sie sind zufrieden. Denn in ihren Augen ist entscheidend: Es gelingt immer häufiger, das einzigartige Katastrophenpotenzial der Atomtechnik hinter einer Mauer von Argumenten zu verbergen, die alle

von den grundlegenden Sicherheitsfragen ablenken. Diese Entwicklung ist nicht zufällig. Sie ist Ergebnis einer Strategie, die von Betreibern und Herstellern in den führenden Atomenergieländern lange Jahre mit beharrlicher Zähigkeit verfolgt und mit Bedacht vorangetrieben wurde.

Eine erfolgreiche Ablenkung mag die öffentliche Debatte beruhigen. Die Wahrscheinlichkeit der großen Katastrophe macht sie nicht kleiner. Die Gefahr des Super-GAUs, also eines Unfalls, der über den in den Sicherheitssystemen eingeplanten Größten Anzunehmenden Unfall (GAU) hinausgeht, und die Tatsache, dass er niemals ausgeschlossen werden kann, war und ist der Urgrund des Fundamentalkonflikts um die Atomenergie. Auf ihr gründen letztlich alle Argumente gegen diese Form der Energieumwandlung. Mit ihr steht und fällt die Akzeptanz – regional, national und global. Seit Harrisburg und noch mehr seit Tschernobyl war der katastrophenfeste Atommeiler die Verheißung, mit der die Atomwirtschaft hoffte, irgendwann die öffentliche Zustimmung für ihre Technologie zurückgewinnen zu können. Vor einem Vierteljahrhundert verkündeten die Hersteller das große Versprechen unter dem Code des „inhärent sicheren Kernkraftwerks“. Die Amerikaner nannten diese Meiler der Zukunft „Walk-away“-Reaktoren, in denen eine Kernschmelze oder ein vergleichbar schwerer Unfall physikalisch ausgeschlossen sein sollte. „Selbst beim schlimmsten aller denkbaren Unfälle“, schwärmte damals der Vizepräsident eines US-Herstellers, „können sie nach Hause gehen, zu Mittag essen, ein Nickerchen halten und anschließend zurückkommen, um sich darum zu kümmern – ohne die geringste Sorge, ohne Panik.“¹ Die großspurige Ansage blieb bis heute, was sie schon damals war: ein uneingelöster Wechsel auf die Zukunft. Bereits 1986 mutmaßte der deutsche Technik-Historiker Joachim Radkau, das katastrophenfreie Atomkraftwerk sei „ein Wunschtraum, der in Krisenzeiten immer wieder vorgegaukelt, aber nie realisiert wird“.²

Inzwischen sprechen die Europäische Atomgemeinschaft Euratom und zehn Atomkraft betreibende Länder neutral von der „Generation IV“, wenn sie die Zukunft der Reaktortechnik ins Visieren nehmen. Idiotensicher wie ihre bis heute Vision gebliebenen

1 Zitiert nach Peter Miller: Our Electric Future – A Comeback for Nuclear Power, in: *National Geographic*, August 1991, S. 60 ff

2 Tschernobyl in Deutschland? In: *Spiegel* 20/1986; S. 35/36

Vorgänger sollen die mit innovativer Sicherheitstechnik ausgestatteten Reaktoren der übernächsten Baureihe nicht mehr sein. Aber wirtschaftlicher, kleiner, weniger anfällig gegen militärischen Missbrauch und in der Folge: akzeptabler für die Menschen. Um 2030 sollen die ersten dieser Meiler Strom liefern. Das ist die offizielle Version. Inoffiziell rechnen sogar manche ihrer profilierten Anhänger mit dem kommerziellen Betrieb „erst um 2040 oder 2045 herum“³. Damit erinnert dieses Zukunftsversprechen fatal an das der Fusionsforscher. Von der Kernfusion, der kontrollierten Verschmelzung von Wasserstoffatomen nach dem Vorbild der Sonne, hieß es 1970, sie werde um das Jahr 2000 für die Stromerzeugung einsatzreif sein. Heute rechnet niemand mehr mit einer Kommerzialisierung vor der Mitte des 21. Jahrhunderts – wenn überhaupt.

Mit dem Versprechen einer vierten Reaktorgeneration ohne *absolute* Sicherheit hat die Atomindustrie die Garantieerklärung der Vergangenheit geräuschlos beerdigt. Inzwischen genügt sogar im Tagesgeschäft die *relative* Sicherheit, konkret die kolportierte und von Nicht-Fachleuten im politisch-publizistischen Raum gern verbreitete Pauschalbehauptung: „Unsere Kernkraftwerke sind die sichersten der Welt.“ Der Wahrheitsgehalt dieser Aussage – vor allem in Deutschland überaus beliebt – ist nicht wirklich belegt. Und es ist nicht recht plausibel, dass Atomkraftwerke, mit deren Bau in den sechziger und siebziger Jahren begonnen wurde, die also in den fünfziger und sechziger Jahren mit dem Wissen sowie für die Technologie dieser Zeit konzipiert wurden, ein ausreichendes Maß an Sicherheit bieten können. Doch solange niemand die Propagandisten der Atomenergie in Frankreich, den USA, Schweden, Japan oder Südkorea hindert, exakt dasselbe von ihren Meilern zu behaupten, können alle gut damit leben. Es gibt keine nationale nukleare Community, die ihre eigenen Atomkraftwerke nicht auf Weltniveau wähnt – oder dies zumindest öffentlich für sich reklamiert. Selbst in Osteuropa heißt es immer häufiger, infolge der Nachrüstungen der vergangenen 15 Jahre erreichten auch Reaktoren sowjetischer Bauart westliche Sicherheitsstandards und seien ihnen in manchen Belangen überlegen. So reagierten sie zum Beispiel angeblich weniger sensibel auf Störungen der Reaktorphysik. Einer formellen Überein-

3 So der damalige EDF-Präsident Francois Roussey am 23. November 2003 vor dem Wirtschafts- und Umweltausschuss der französischen Nationalversammlung; zitiert nach Mycle Schneider: Der EPR aus französischer Sicht. Memo im Auftrag des BMU, S. 5.

kunft über diese Sprachregelungen bedarf es nicht. Die gemeinsame Botschaft lautet: Es besteht kein Grund zur Beunruhigung.

Die lässt tatsächlich nach, national wie international. Die entscheidende Frage bleibt deshalb die nach dem Preis, den die Menschheit für die erkennbare Beruhigung an der Atomfront zu entrichten bereit ist. Was bedeutet es für die internationale Reaktorsicherheit, wenn Beinahekatastrophen wie die von Paks nur in geschlossenen Fachzirkeln debattiert werden? Das vergleichsweise hohe Sicherheitsniveau deutscher Meiler wurde in der Vergangenheit sogar von Befürwortern der Atomenergie auch der Stärke der Anti-Atomkraftbewegung in der alten Bundesrepublik zugeschrieben, einer andauernden skeptischen Beobachtung der Meiler durch eine hoch sensibilisierte Öffentlichkeit. Bohrende Fragen und die Etablierung einer so genannten „kritischen Fachöffentlichkeit“ sorgten nach dieser Lesart dafür, dass Atomkraftwerke überhaupt erst zu den am aufwendigsten gegen Stör- und Unfälle gesicherten Industrieanlagen der Industriegeschichte wurden, die sie heute sind. Doch, so ist zu befürchten, gilt auch der Umkehrschluss: Schwindet die öffentliche Aufmerksamkeit, schrumpft auch die Sicherheit.

Wie sieht die reale Sicherheitsbilanz aus, zwanzig Jahre nach Tschernobyl? Gibt es gegenüber den Hochzeiten der Risikodiskussion nach der Kernschmelze in der Ukraine reale Fortschritte in der Reaktorsicherheit? Oder trifft eher das Gegenteil zu, ist der nächste Großunfall schon programmiert?

Niemand kann in Abrede stellen, dass auch die Atomtechnik von den Fortschritten der allgemeinen Technologieentwicklung profitiert. Die Revolution, die sich seit der Errichtung der Mehrzahl der auf der Welt betriebenen kommerziellen Reaktoren, in den Informations- und Kommunikationstechnologien vollzogen hat, macht die Steuerung und Überwachung eines Atomkraftwerks übersichtlicher und im Normalbetrieb zuverlässiger. Als die älteren der heute betriebenen Meiler auf dem Reißbrett entstanden, steuerten noch Lochstreifen die Computer. Moderne Steuerungssysteme wurden und werden in viele, auch betagte Meiler nachträglich eingebaut. Für ein höheres Maß an Sicherheit spricht auch ein mit Hilfe von Computersimulationen und Experimenten erreichtes besseres Verständnis der reaktorphysikalischen und anderer komplexer Vorgänge im Normalbetrieb und mehr noch in Störfallsituationen. Heute üben die Reaktorfahrer an ihren Simulatoren Unfallabläufe, die vor zwanzig

oder dreißig Jahren nicht einmal modelliert werden konnten – und folglich zum Teil gar nicht bekannt waren. Die Sicherheitstechniker profitieren auch von fortgeschrittenen Wahrscheinlichkeitsanalysen und weiterentwickelten Prüf- und Überwachungssystemen, mit denen nach und nach auch ältere Meiler ausgerüstet werden.

Die Reaktorbetreiber nehmen zudem für sich in Anspruch, aus Fehlern der Vergangenheit gelernt zu haben. Sie verweisen auf die Gründung der internationalen Betreiberorganisation (World Association of Nuclear Operators, WANO), die den Erfahrungsaustausch organisiert und für eine zeitnahe Weitergabe von Störfalldaten an ihre Mitglieder sorgt. Weltweit können die Reaktorbetreiber auf die Erfahrung von über 11.000 Reaktorbetriebsjahren zurückgreifen. Ein Beleg für eine „neue Sicherheit“ von Atomkraftwerken ist das allerdings nicht. Die Tatsache, dass es seit Tschernobyl oder Harrisburg keine Unfälle mit Kernschmelzen gegeben hat, bedeutet eben nicht, dass es nicht wieder geschehen könnte. Paks war die schärfste Warnung in jüngster Zeit. Etwa drei von vier der heute auf der Welt betriebenen Reaktoren sind dieselben wie 1986. Es ist gerade das Wesen von Wahrscheinlichkeitsbetrachtungen, dass ein schwerer Unfall heute geschehen kann oder erst in hundert Jahren. 11.000 Reaktorbetriebsjahre sind deshalb kein Gegenbeweis. Als die Nuklearwirtschaft 1979 in Harrisburg die erste Kernschmelze in einem kommerziellen Meiler traf, erinnerten Atomkraftgegner in Süddeutschland auf Flugblättern mit bitter höhrender Ironie an die vollmundigen Sicherheitsschwüre der Reaktortechniker: „Alle 100.000 Jahre ein Unfall – wie schnell doch die Zeit vergeht!“

Die weltweit forcierte Verlängerung der geplanten Reaktorlaufzeiten nennen Manager wie der Vorstandschef des deutschen Energiekonzerns RWE, Harry Roels, „sicherheitstechnisch uneingeschränkt verantwortlich“⁴. Und Walter Hohlefelder, Vorstand des Atomkraftbetreibers E.ON Energie AG und Präsident des deutschen Atomforums, erklärt allen Ernstes, eine solche Laufzeitverlängerung mache „die Versorgung mit Strom sicherer“⁵. Erstaunlich an solchen Äußerungen ist vor allem, dass sie von Teilen der Öffentlichkeit nicht mehr hinterfragt werden. Denn es ist und bleibt eine kühne Behauptung, wenn die Reaktorbetreiber den Eindruck zu vermitteln suchen, als würden Atomkraftwerke – im Gegensatz zu

4 *Frankfurter Rundschau*: 12. August 2005, S.11

5 *Berliner Zeitung*: 9. August 2005, S. 6

Automobilen oder Flugzeugen – mit zunehmendem Alter immer sicherer. Dagegen spricht leider nicht nur der Alltagsverstand der Menschen. Dagegen spricht auch die Physik.

Das globale Reaktorarsenal „altert“. Hinter diesem Alltagsbegriff verbirgt sich in der Werkstofftechnik und Metallkunde ein umfassendes Wissensgebäude. Es bezeichnet nicht nur schlichte „Abnutzungserscheinungen“, sondern hochkomplexe Veränderungen an der Oberfläche und im Innern metallischer Materialien. Solche Vorgänge im atomaren Bereich und ihre Folgen sind besonders schwer auszurechnen oder durch Überwachungssysteme zuverlässig und vor allem rechtzeitig zu entdecken, wenn hohe Temperaturen, starke mechanische Belastungen, eine chemisch aggressive Umgebung und das Neutronen-Dauerbombardement aus der Kernspaltung gleichzeitig auf sicherheitstechnisch entscheidende Bauteile wirken. Korrosion, Strahlenschäden, Rissbildung an der Oberfläche, an Schweißnähten auch im Innern zentraler Komponenten sind in den vergangenen Jahrzehnten immer wieder aufgetreten. Schwere Unfälle blieben oftmals aus, weil das Unheil rechtzeitig von Überwachungssystemen oder bei Routineuntersuchungen während Stillstands- und Revisionszeiten der Anlagen entdeckt wurde. Manchmal war die Entdeckung schlichter Zufall.

Dazu kommen die mannigfaltigen Rückwirkungen der Liberalisierung der Strommärkte in vielen Ländern, in denen Atomkraftwerke betrieben werden. Liberalisierung bedeutet ein höheres „Kostenbewusstsein“ in jedem Kraftwerk mit sehr handfesten Folgen: zum Beispiel Personalabbau, Ausdünnung wiederkehrender Prüfungen, kürzere Fristen und damit Zeitdruck bei Revisionsarbeiten und dem Wechseln von Brennelementen. All dies erhöht nicht die Sicherheit.

Fazit: Wenn sich die Reaktorbetreiber mit ihren Laufzeit-Vorstellungen von 40 oder gar 60 Jahren durchsetzen, wird sich das im Jahr 2005 erreichte Durchschnittsalter der aktuell auf der Welt betriebenen Atomkraftwerke von etwa 22 Jahren noch einmal verdoppeln oder fast verdreifachen. Damit erhöht sich das Gesamtrisiko eines schweren Unfalls entscheidend. Daran ändert auch der Neubau von Kraftwerken der so genannten „Generation III“ wenig. Sie werden noch über Jahrzehnte nur einen kleinen Prozentsatz des weltweiten Reaktorarsenals ausmachen. Außerdem ist auch in ihnen ein schwerer Unfall nicht physikalisch ausgeschlossen. Der seit Ende der acht-

ziger Jahre konzipierte Europäische Druckwasserreaktor (European Pressurized Reactor, EPR) zum Beispiel, dessen Prototyp in Finnland gebaut wird, ist eine – Kritiker sagen: halbherzige – Weiterentwicklung der heute in Frankreich und Deutschland betriebenen Druckwasserreaktoren aus den achtziger Jahren. Die Folgen einer Kernschmelze sollen mit einer aufwändigen Auffangvorrichtung („Core-Catcher“) für den aufgeschmolzenen Reaktorkern eingedämmt werden. Ergebnis dieses die Gesamtanlage erheblich verteuern den Konzepts war unter anderem, dass der Meiler während der Design-Phase immer größer konzipiert werden musste, um ihn wenigstens gegenüber den Vorgängermodellen ökonomisch konkurrenzfähig zu machen. Ob der Sicherheitsbehälter („Containment“), der sich an den bei den jüngsten deutschen Meilern („Konvoi-Reihe“) erreichten Standard anlehnt, den gezielten Absturz einer voll betankten Passagiermaschine überstehen würde, ist zumindest umstritten.

Dass die Wahrscheinlichkeit schwerer Störfälle mit zunehmender Betriebserfahrung und Laufzeit der einzelnen Anlagen gesunken ist, glauben nicht einmal die Reaktorbetreiber selbst. Anlässlich eines Treffens der Betreiberorganisation WANO in Berlin im Jahr 2003 listeten Teilnehmer acht „schwere Vorfälle“ auf, die alle binnen weniger Jahre für Aufsehen gesorgt hatten – allerdings, wie der eingangs erwähnte Unfall mit Brennelementen im ungarischen Paks, vor allem unter den Reaktorexperten selbst. Die Liste von Vorfällen mit Katastrophenpotenzial umfasst:

- Lecks an den Steuerstäben des jüngsten britischen Reaktors Sizewell B (Inbetriebnahme 1995);
- eine zu niedrige Bor-Konzentration im Notkühlsystem des baden-württembergischen Reaktors Philippsburg 2;
- zuvor nie beobachtete Brennelementschäden in Block 3 des französischen Kraftwerks Cattenom;
- eine schwere Wasserstoffexplosion in einem Rohr des Siedewasserreaktors Brunsbüttel in unmittelbarer Nachbarschaft zum Reaktordruckbehälter;
- eine lange unbemerkt gebliebene massive Korrosion am Reaktordruckbehälter des US-Meilers Davis-Besse, wo nur noch die dünne Edelstahlauskleidung des Reaktorkessels („Liner“) ein massives Leck verhinderte;

- Manipulationen an sicherheitsrelevanten Daten in der britischen Wiederaufbereitungsanlage Sellafield;
- ebensolche Datenmanipulationen beim japanischen Betreiber Tepco.

Derartige Vorfälle und Nachlässigkeiten – und besonders ihre Häufung in der jüngeren Vergangenheit – sorgen bei den Betreibern erkennbar für mehr Unruhe und Problembewusstsein als bei den politischen Verfechtern einer Atomenergie-Renaissance. Die Verantwortlichen fürchten die Konsequenzen eines tief im menschlichen Wesen verwurzelten Phänomens: die Anfälligkeit gegen das sanfte Gift der Routine, das es fast unmöglich macht, über Jahre wiederkehrende Tätigkeiten dennoch immer mit einem Höchstmaß an Konzentration durchzuführen. Während des Berliner WANO-Treffens klagten Referenten nicht nur über die erheblichen finanziellen Folgen der Vorfälle (allein im Zusammenhang mit den Störfällen von Philippsburg, Paks und Davis-Besse waren bis Oktober 2003 etwa 298 Millionen US-Dollar an Kosten aufgelaufen, 12 von 17 Siedewasserreaktoren des japanischen Betreibers Tepco standen wegen der Datenmanipulationen still), sondern mehr noch über Nachlässigkeit und Selbstzufriedenheit unter den Betreibern. Beides sei „eine Gefahr für den Fortbestand unserer Branche“⁶, warnte ein schwedischer Teilnehmer des Expertentreffens. Der seinerzeitige japanische WANO-Vorsitzende Hajimu Maeda diagnostizierte gar eine „schreckliche Krankheit“, die die Branche von innen heraus bedrohe. Sie beginne mit Motivationsverlust, Selbstzufriedenheit und „Nachlässigkeit bei der Aufrechterhaltung der Sicherheitskultur wegen des schweren Kostendrucks, infolge der Deregulierung der Strommärkte“. Diese Krankheit müsse erkannt und bekämpft werden. Andernfalls werde irgendwann „ein schwerer Unfall ... die ganze Branche zerstören“⁷.

4 Selbstmordattentate: Eine neue Dimension der Bedrohung

Die neue Dimension der Bedrohung, die sich aus den Terrorangriffen des 11. September 2001 in New York und Washington und nachfolgenden Aussagen später inhaftierter Islamisten ergibt, hat bei den

⁶ *Nucleonics Week*: 6. August 2003

⁷ Ebd.

bisherigen Überlegungen noch keine Rolle gespielt. Dabei legt gerade sie eine grundlegende Neubewertung der Nutzung der Atomenergie nahe.

Dass Atomkraftwerke in der Zielplanung islamistischer Terroristen eine Rolle spielen, gilt nach den Bekenntnissen zweier inhaftierter Al-Qaida-Führer als sicher. Danach hatte Mohammed Atta, der später eine Boeing 767 in den Nordturm des World Trade Centers steuerte, die beiden Reaktorblöcke des Kraftwerks Indian Point am Hudson River bereits als mögliches Ziel ausgewählt. Selbst einen Codenamen für den Angriff auf das Atomkraftwerk in nur 40 Kilometer Entfernung von Manhattan gab es schon: „electrical engineering“. Nur weil die Terrorpiloten befürchteten, dass ihr Anflug auf das Atomkraftwerk möglicherweise vorzeitig mit Flugabwehrraketen gestoppt werden könnte, wurde der Plan schließlich verworfen. Auch in der ursprünglichen, noch monströseren Planung des Al-Qaida-Oberen Khalid Sheik Mohammed mit insgesamt zehn gleichzeitig entführten Passagiermaschinen standen nach dessen eigenen Aussagen mehrere Atomkraftwerke auf der Zielliste. Es ist deshalb unabdingbar, Szenarien terroristischer Angriffe in die künftige Risikobewertung von Atomkraftwerken ernsthafter als bisher einzubeziehen. Sie sind seit dem 11. September 2001 um mehrere Größenordnungen wahrscheinlicher geworden.

Sicher scheint, dass keiner der Ende des Jahres 2005 weltweit betriebenen 443 Reaktoren dem gezielten Angriff mit einem voll getankten Großraumjet widerstehen könnte. Das bestätigten noch unter dem Eindruck der Anschläge in New York und Washington übereinstimmend sogar die Reaktorbetreiber. Das schnelle Eingeständnis hatte zwar seinerzeit auch eine taktische Komponente. Es sollte die Debatte über ältere, besonders verwundbare Atomzentralen verhindern, die dann unter dem Druck einer besorgten Öffentlichkeit möglicherweise vorzeitig hätten stillgelegt werden müssen. Inzwischen liegen jedoch die Ergebnisse wissenschaftlicher Studien vor, die die frühen Aussagen der Manager bestätigen. Beim Bau vieler Atommeiler in den westlichen Industriestaaten war zwar auch der zufällige Absturz von Kleinflugzeugen und Militärmaschinen in die Sicherheitsüberlegungen einbezogen worden. Sogar terroristische Angriffe mit Panzerfäusten, Haubitzen und anderem Kriegsgewehr waren Gegenstand diverser Planspiele. Der unbeabsichtigte Aufprall einer voll betankten großen Passagiermaschine galt hingegen als derart unwahrscheinlich, dass gegen dieses Szenario in kei-

nem Land der Welt wirksame Vorkehrungen getroffen wurden. Die Vorstellung eines gezielten Angriffs mit einer zur Lenkwaffe umfunktionierten Passagiermaschine hatte die Phantasie der Reaktor-konstrukteure schlicht überfordert.

In Deutschland begann die in Köln ansässige Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) unmittelbar nach den Anschlängen in den USA mit einer umfangreichen Untersuchung der Verwundbarkeit deutscher Atomkraftwerke durch Attacken aus der Luft. Dabei wurde im Auftrag der Bundesregierung nicht nur die Standfestigkeit typischer Atomkraftwerke ermittelt. An einem Flugsimulator der Technischen Universität Berlin flogen darüber hinaus ein halbes Dutzend Piloten tausende Angriffe mit unterschiedlichen Geschwindigkeiten, Aufprallorten und -winkeln gegen in Deutschland betriebene Atomkraftwerke, die in Gestalt detailgetreuer Videoanimationen ins Simulator-Cockpit eingespielt wurden. Die Testpiloten hatten – wie die Terrorflieger von New York und Washington – zuvor nur kleinere Propellermaschinen geflogen. Trotzdem war angeblich etwa jeder zweite simulierte Kamikaze-Angriff ein Treffer.

Die Ergebnisse der Untersuchung erwiesen sich als derart alarmierend, dass sie nie offiziell veröffentlicht wurden. Lediglich eine als „VS-vertraulich“ klassifizierte Zusammenfassung gelangte später an die Öffentlichkeit. Danach droht insbesondere bei den älteren Meilern bei jedem Treffer ein nukleares Inferno, unabhängig von Typ, Größe oder Aufprallgeschwindigkeit der Passagiermaschine. Entweder würde der Sicherheitsbehälter („Containment“) direkt durchschlagen oder das Rohrleitungssystem durch die enormen Erschütterungen beim Aufprall und nachfolgende Kerosinbrände zerstört. In jedem Fall wäre bei einem Volltreffer eine Kernschmelze und die großflächige Freisetzung von Radioaktivität sehr wahrscheinlich. Auch die kraftwerksinternen Zwischenlager, in denen abgebrannte Brennelemente mit einem enormen radioaktiven Inventar in Wasserbecken abklingen, gelten als extrem gefährdet. Zwar sind die Meiler der neueren Baureihen in den meisten Ländern mit einem stabileren Containment ausgestattet. Doch bei einem Volltreffer mit hoher Geschwindigkeit ließe sich nach den Ergebnissen der GRS-Studie der Super-GAU mit anschließender Verseuchung weiter Landstriche auch bei diesen Reaktoren nicht sicher ausschließen.

Mit dem Terrorszenario eines gezielten Angriffs aus der Luft sind andere Befürchtungen, die bereits vor dem 11. September 2001 inter-

national diskutiert wurden, nicht obsolet geworden. Sie haben nur eine konkrete und realistischere Grundlage erhalten. Terror-Szenarien, in denen Atomanlagen von außen mit Waffen oder Sprengstoff angegriffen werden oder sich die Angreifer gewaltsam oder heimlich Zugang zum Sicherheitsbereich verschaffen, wurden in einigen Industriestaaten mit eigener Nuklearindustrie schon früh intensiv untersucht. Jedoch nie im Lichte eines Szenarios, in dem die Angreifer den eigenen Tod gezielt in Kauf nehmen. Die erschütternde Möglichkeit, dass Menschen eine Atomanlage angreifen und dabei fest einplanen, dass sie selbst die ersten Opfer dieses Angriffs sein werden, macht Dutzende Angriffsabläufe möglich, die bisher nicht in Betracht gezogen wurden.

Aus Sicht extremistischer Selbstmordattentäter ist der Angriff auf eine Nuklearanlage alles andere als irrational. Im Gegenteil: Die Extremisten wissen, dass ein „erfolgreicher“ Angriff nicht nur ein unmittelbares Inferno und millionenfaches Leid auslösen würde, sondern voraussichtlich auch die vorsorgliche Schließung zahlreicher anderer Atomkraftwerke – und damit in den Industriestaaten ein volkswirtschaftliches Beben, das die ökonomischen Erschütterungen nach dem 11. September 2001 weit in den Schatten stellen könnte. So monströs und beispiellos die Angriffe auf das World Trade Center und das Pentagon waren, sie verfolgten dennoch vor allem das demonstrativ-symbolische Ziel, die Weltmacht USA ins ökonomische und politisch-militärische Herz zu treffen und so zu demütigen. Der Angriff auf ein Atomkraftwerk wäre bar solcher Symbolik. Getroffen würde die Stromerzeugung, damit das Nervenzentrum und die gesamte Infrastruktur eines Industriestaates. Die radioaktive Verseuchung einer ganzen Region, möglicherweise die dauerhafte Evakuierung hunderttausender, wenn nicht Millionen Betroffener würde die Scheidelinie zwischen Krieg und Terror endgültig aufheben. Kein anderer Angriff, nicht einmal der auf den Ölhafen von Rotterdam, hätte eine vergleichbare psychologische Wirkung auf die westlichen Industriestaaten. Selbst für den Fall, dass er letztlich sein Ziel, einen Super-GAU auszulösen, verfehlen würde, wäre das Ergebnis verheerend. Die sich anschließende Debatte würde die Auseinandersetzung über die Katastrophenrisiken der Atomenergie in nie gekannter Weise anheizen und in einer Reihe von Industrieländern voraussichtlich zur Schließung vieler, wenn nicht aller Atomkraftwerke führen.

5 Atomkraftwerke:

Nukleare Ziele im konventionellen Krieg

Im Licht des neuen Terrorismus gewinnt auch die Debatte über die „friedliche Nutzung der Kernenergie“ und die Frage des Krieges an Relevanz. Sie wurde und wird in der Nuclear Community bisher weitgehend tabuisiert. Denn in internationalen Spannungsgebieten wie der koreanischen Halbinsel, in Taiwan, dem Iran, Indien oder Pakistan errichtete Meiler haben eine ebenso ungewollte wie fatale Konsequenz: Sind sie einmal in Betrieb, braucht ein potenzieller Kriegsgegner keine Atombomben mehr, um das betreffende Land radioaktiv zu verwüsten: Es genügt die Luftwaffe – oder die Artillerie. Wer angesichts solcher Perspektiven im Zusammenhang mit der Atomenergie den Begriff „Versorgungssicherheit“ bemüht, denkt offensichtlich zu kurz. Es gibt keine andere Technologie, bei der ein einziges Ereignis den Zusammenbruch einer ganzen Säule der Energieversorgung auslösen kann. Eine Volkswirtschaft, die sich auf eine solche Technik verlässt, ist das Gegenteil von versorgungssicher. Sie ist im Kriegsfall anfälliger gegen konventionelle Angriffe als eine Volkswirtschaft ohne diese Technik.

„Die weltweite Durchsetzung der Kernenergie“, so der Physiker und Philosoph Carl Friedrich von Weizsäcker im Jahre 1985 zur Begründung seiner Wandlung zum Gegner der Atomenergie, „fordert als Konsequenz eine weltweite radikale Veränderung der politischen Struktur aller heutigen Kulturen. Sie fordert die Überwindung der wenigstens seit dem Beginn der Hochkulturen bestehenden politischen Institution des Kriegs.“⁸ Der politisch und kulturell abgesicherte Weltfriede, resümierte von Weizsäcker seine Überlegungen, sei jedoch nicht in Sicht. In Zeiten „asymmetrischer Gewalt“, in denen hoch ideologisierte Extremisten sich auf einen Krieg gegen mächtige Industriestaaten oder gleich auf den umfassenden „Krieg der Zivilisationen“ vorbereiten, ist der dauerhafte Weltfriede in noch weitere Entfernung gerückt als 1985, als von Weizsäcker seine Einsichten formulierte.

Die Bedrohung von Atomkraftwerken infolge kriegerischer Auseinandersetzungen ist keine theoretische Überlegung. Im Balkan-Konflikt Anfang der neunziger Jahre drohte der Atomreaktor im slovenischen Krsko mehrfach zum Ziel bewaffneter Angriffe zu wer-

8 In: Klaus Michael Meyer-Abich/Bertram Schefold: *Die Grenzen der Atomwirtschaft*, München 1986, S.14/16

den. Zur Demonstration dieser möglichen Eskalationsstufe überflogen jugoslawische Bomber den Meiler. Ob Israel 1981 auf den Luftschlag gegen die Baustelle des irakischen Forschungsreaktors Osirak verzichtet hätte, wenn der 40-Megawatt-Meiler bereits in Betrieb gewesen wäre, ist keinesfalls sicher. Der Angriff galt als Präventivschlag gegen Saddam Husseins Versuch, als Erster die „islamische Bombe“ zu bauen. Amerikanische Bomber griffen die Reaktorbaustelle während des Golfkriegs von 1991 erneut an. Im Gegenzug richtete Saddam Hussein seine Scud-Raketen auf die israelische Atomzentrale von Dimona. Schließlich kursierten Ende 2005 Meldungen über einen geplanten israelischen Luftschlag gegen mutmaßliche, geheime Nuklearanlagen im Iran.

Es sind also eine Reihe von Szenarien plausibel, in denen Kriegs- oder Konfliktparteien auf die Idee verfallen, die Atomanlagen im jeweiligen Feindesland anzugreifen: zum einen als Präventivschlag gegen vermutete und mit Nuklearanlagen in Entwicklungs- und Schwellenländern oft eng verknüpfte Atomwaffenambitionen des Kriegsgegners; zum anderen zur Verbreitung des größtmöglichen Schreckens. Fazit bleibt die brutale Erkenntnis, dass ein Land, dessen tatsächlicher oder potenzieller Kriegsgegner über Atomkraftwerke verfügt, sich den steinigem Pfad zur eigenen Atombombe ersparen kann. Ein Angriff auf die Nuklearanlagen des Kontrahenten ersetzt die eigene Bombe. Weil ein kommerzielles Atomkraftwerk um Größenordnungen mehr Radioaktivität birgt, als bei der Explosion einer Atombombe frei wird, wäre die langfristige radioaktive Verseuchung nach einem Angriff auf ein Atomkraftwerk sogar ungleich dramatischer als nach einem Bombenabwurf.

6 Siamesische Zwillinge: Zivile und militärische Nutzung der Atomenergie

Seit die Idee geboren wurde, die atomaren Kräfte zur kontrollierten Energieproduktion zu nutzen, stand auch ihr militärischer Missbrauch auf der Tagesordnung. Überraschen konnte das niemand. Denn schließlich waren es die Atombombenabwürfe von Hiroshima und Nagasaki im August 1945 gewesen, die die Entfesselung der Atomkräfte in der ganzen Welt zu einem Menschheitstrauma gemacht hatten. Als der US-amerikanische Präsident Dwight D. Eisenhower 1953 sein Programm „Atome für den Frieden“ verkündete, sollte dies ein Startschuss für die „friedliche Nutzung der Kernenergie“ werden. Der Vorstoß war aus Not und Sorge geboren. Denn

mit der großzügigen Offenbarung ihres damals noch weitgehend exklusiven und geheimen Know-hows über die Kernspaltung wollten die USA verhindern, dass immer mehr Staaten eigene Atomwaffenprogramme auflegten.

Der Deal, den der Präsident der mit der Bombe endgültig zur Supermacht aufgestiegenen USA der Welt anbot, war denkbar einfach. Alle interessierten Länder sollten von der friedlichen Nutzung der Atomenergie profitieren können, sofern sie im Gegenzug auf eigene Kernwaffenambitionen verzichteten. So sollte eine Entwicklung gestoppt werden, die nach dem Zweiten Weltkrieg binnen weniger Jahre neben den USA die Sowjetunion, Großbritannien, Frankreich und China zu Atomwaffenstaaten gemacht hatte. Andere Länder, darunter selbst solche, die damals wie heute als ausgesprochen friedliebend gelten – wie etwa Schweden oder die Schweiz – arbeiteten mehr oder weniger intensiv und heimlich an der Entwicklung der ultimativen Waffe. Auch die Bundesrepublik Deutschland – nach dem 2. Weltkrieg bis 1955 quasi kein souveräner Staat – entwickelte in der Ära des Atomministers Franz-Josef Strauß entsprechende Ambitionen.

Der Sperrvertrag, der schließlich 1970 in Kraft trat, war wie die Internationale Atomenergieagentur IAEA in Wien ein Resultat der Eisenhower-Initiative. Aufgabe der Wiener Atombehörde, die schon 1957 gegründet wurde, war es einerseits, die Kerntechnik zur Stromerzeugung zu fördern und über die Welt zu verbreiten, und andererseits, die Entwicklung der Atombombe in immer mehr Staaten zu verhindern. Fast ein halbes Jahrhundert nach ihrer Gründung ist die Bilanz der IAEA ebenso zwiespältig wie ihr ursprünglicher Auftrag. Sie hat mit der Überwachung ziviler Atomanlagen und der in ihnen eingesetzten Spaltstoffe die Weiterverbreitung der Bombe deutlich gehemmt. Dafür erhielt die Wiener Agentur 2005 gemeinsam mit ihrem Chef Mohamed ElBaradei den Friedensnobelpreis. Verhindert allerdings hat sie die Ausbreitung der Bombe nicht. Schon bis zum Ende des Kalten Krieges waren mit Israel, Indien und Südafrika drei Atomwaffenstaaten zu den fünf „offiziellen“ hinzugekommen. Südafrika hat seine Nuklearsprengsätze mit der Abkehr vom Apartheidsystem Anfang der neunziger Jahre vernichtet. Nach dem Golfkrieg von 1991 entdeckten die Inspektoren in Saddam Husseins Irak, selbst Mitglied des Sperrvertrags, ein geheimes Atomwaffenprogramm, das trotz akribischer Überwachung durch die IAEA weit fortgeschritten war. Im Jahr 1998 schockten Indien und Pakistan,

die wie Israel stets die Mitgliedschaft im Vertrag verweigert hatten, die Welt mit Nuklearwaffentests. 2003 verließ das kommunistische Nordkorea den Sperrvertrag und erklärte sich selbst zum Atomwaffenstaat.

Gerade diese letzte Erfahrung könnte nach Überzeugung vieler Fachleute die Bombenambitionen anderer autoritärer Regime in der Zukunft zusätzlich befeuern. Denn während vom Irak im Vorfeld der US-amerikanischen Invasion im Jahr 2003 angenommen wurde, er strebe Atomwaffen zwar an, verfüge aber noch nicht über sie, bekannten die nordkoreanischen Kommunisten, sie seien bereits am Ziel. Und während Saddam Hussein unter den konventionellen Bomben und Cruise Missiles der Supermacht stürzte, blieb dieses Schicksal dem nicht minder autoritären Diktator Kim Jong-il erspart. Dass dabei nicht nur die Bindung des US-Militärs am Kriegsschauplatz Irak und in Afghanistan eine Rolle spielte, sondern auch die Befürchtung, Nordkorea könnte nach einem Angriff mit konventionellen Waffen noch zu einem atomaren Gegenschlag in der Lage sein, scheint plausibel. Schon die nachträgliche Annahme, dass es so gewesen sein könnte, kann Ansporn für andere, den USA feindlich gesonnene Länder sein, ebenfalls dem Weg Nordkoreas zu folgen. Das aktuelle Beispiel für derlei Ambitionen ist der Iran, wenngleich die dortigen Machthaber stets schwören, alle Atomanlagen im Lande dienten allein der zivilen Nutzung der Atomenergie.

All diesen Entwicklungen liegt ein fundamentales Problem der Atomtechnologie zugrunde: Ihre zivile und militärische Ausprägung lässt sich selbst bei bestem Willen und unter Einsatz modernster Überwachungstechniken nicht fein säuberlich voneinander trennen. Insbesondere der Brenn- beziehungsweise Spaltstoffkreislauf verläuft in der friedlichen und unfriedlichen Variante weitgehend parallel. Technologien und Know-how lassen sich vielfach zivil wie militärisch nutzen („dual use“) – mit einer fatalen Konsequenz: Jedes Land, das die von der IAEA oder der Europäischen Atomgemeinschaft (Euratom) geförderte zivile Kerntechnik beherrscht, kann sich über kurz oder lang in die Lage versetzen, die Bombe zu bauen. Immer wieder im Verlauf der vergangenen 50 Jahre installierten ambitionierte und skrupellose Machthaber neben den zivilen Atomprogrammen klandestine militärische Seitenpfade. Aber auch ohne geheime Sonderprogramme sind die wichtigsten Stationen der zivilen Nuklearkette massiv anfällig für den militärischen Missbrauch:

- Anlagen zur Anreicherung des spaltbaren Uranisotops U-235 werden zur Brennstoffproduktion für die weltweit dominierenden Leichtwasserreaktoren eingesetzt. Die Fortführung des Prozesses hin zu einer höheren Aufkonzentration des Spaltstoffs Uran-235 (Highly Enriched Uranium, HEU) ergibt Spaltstoffe für Forschungsreaktoren – oder für Atombomben vom Hiroshima-Typ.
- Forschungsreaktoren und kommerzielle Meiler zur Stromerzeugung können den ihnen offiziell zgedachten Zwecken dienen – oder der gezielten Produktion von waffentauglichem Plutonium (Pu-239) für Atombomben vom Nagasaki-Typ. Das gilt in noch stärkerem Maß für Schnelle Brutreaktoren.
- In Wiederaufbereitungsanlagen (WAA) wird vor allem der Reaktorbrennstoff Plutonium von anderen Radioisotopen, die zuvor bei der Kernspaltung in Reaktoren entstanden sind, separiert – oder gezielt das als Sprengstoff in Atombomben geeignete Plutoniumisotop Pu-239 abgetrennt.
- WAA-Technologien ermöglichen darüber hinaus in abgeschirmten „heißen Zellen“ die Ver- und Bearbeitung radioaktiver Spaltstoffe im Rahmen des zivilen Brennstoffkreislaufes – oder die Ver- und Bearbeitung von Atombomben-Komponenten.
- Zwischenlager für Plutonium, Uran oder andere Spaltstoffe dienen entweder als Brennstoffdepot für Atomkraftwerke – oder als Sprengstofflager für die Atombombenproduktion.

Die Umwandlung ziviler in militärische Komponenten des Brennstoffkreislaufes kann sich – vom jeweiligen Staat sanktioniert – über geheime militärische Parallelprogramme vollziehen. Oder sie kann über die heimliche Abzweigung ziviler Spaltstoffe unter Umgehung nationaler wie internationaler Kontrollen erfolgen. Befürchtet werden muss auch der Diebstahl solcher Stoffe, militärisch relevanter Technologien oder des entsprechenden Know-hows.

Nach dem Ende des Kalten Krieges wuchs zunächst die Hoffnung, das gemeinsame Interesse der Atomwaffenstaaten, die Weiterverbreitung von sensiblen Stoffen und nuklearer Technologie einzudämmen, werde die Risiken der unkontrollierten Verbreitung militärischer Atomtechnologie stoppen. Gleichzeitig drohten jedoch „Lecks“ in zuvor streng abgeschirmten, zivilen wie militärischen Atomarsenalen, vorrangig in der zerfallenden Sowjetunion. Angetrieben von dubiosen Geschäftemachern und kriminellen Banden entstand ein regelrechter Schwarzmarkt für „Nuklearia“ aller Art.

Zwar waren die meisten Strahlenstoffe, die vor allem Anfang der neunziger Jahre zu horrenden Preisen in zumeist kriminellen Zirkeln kursierten oder angeboten wurden, für den Bombenbau gänzlich ungeeignet. Doch beruhigend wirkte die Tatsache nicht, dass plötzlich radioaktives Material aus zuvor hermetisch abgeschlossenen Lagern sickerte.

Unbestritten ist, dass mit jeder Ausweitung der zivilen Atomtechnik über die 31 Länder hinaus, die sie derzeit kommerziell einsetzen, der Aufwand zur Eindämmung der militärischen Weiterverbreitung zunimmt. Eine neue, dem Boom der siebziger Jahre vergleichbare Atomenergiekonjunktur, an deren Ende 50, 60 oder mehr Staaten Zugang zu den Spalttechnologien hätten, würde die in der Vergangenheit bereits überforderte und chronisch unterfinanzierte IAEA vor unlösbare Überwachungsprobleme stellen. Dazu kommt die neuartige Gefahr eines Terrorismus, der im Ernstfall wohl auch vor der Zündung einer „schmutzigen Bombe“ nicht zurückschrecken würde. Die Detonation eines mit radioaktivem Material ziviler Herkunft versetzten konventionellen Sprengsatzes würde nicht nur akut viele Opfer fordern und Angst und Unsicherheit in potenziellen Zielländern der Terroristen immens steigern, sondern darüber hinaus den Ort der Explosion unbewohnbar machen.

7 Der offene Kreislauf: Lecks am Anfang und am Ende

Der Begriff des atomaren „Brennstoffkreislaufs“ gehört zu jenen erstaunlichen Wortschöpfungen, die sich über Jahrzehnte umfassend durchgesetzt haben, obwohl sie, wörtlich genommen, andauernd von der Realität widerlegt werden. Der Mythos vom nuklearen Kreislauf rührte vom frühen Traum der Atomtechniker her, man könne nach dem Start mit kommerziellen Uran-Meilern das in ihnen erzeugte spaltbare Plutonium in Wiederaufbereitungsanlagen abtrennen und dann in Schnellen Brutreaktoren – einem Perpetuum Mobile gleich – aus nicht-spaltbarem Uran (U-238) immer aufs Neue Plutonium (Pu-239) für weitere Brüterkraftwerke erzeugen. Ein gigantischer industrieller Kreislauf sollte so entstehen mit weltweit tausend und mehr Schnellen Brutreaktoren und Dutzenden Wiederaufbereitungsanlagen, wie sie bis heute im zivilen, großindustriellen Maßstab nur im französischen La Hague und im britischen Sellafield existieren. Allein in Deutschland erwarteten die Atomstrategen Mitte der sechziger Jahre für die Jahrtausendwende

ein Brüter-Arsenal mit einer Gesamtkapazität von 80.000 Megawatt Kraftwerksleistung. Doch der Plutoniumpfad der Kerntechnik, den der Energiewissenschaftler Klaus Traube, zunächst selbst Leiter des deutschen Brüterprojekts im niederrheinischen Kalkar, später die „Erlösungsutopie der 50er Jahre“⁹ nannte, wurde zum vielleicht größten Fiasko der Wirtschaftsgeschichte. Überteuert, technologisch unausgereift, sicherheitstechnisch noch umstrittener als konventionelle Atomkraftwerke, besonders anfällig für die militärische Zweckentfremdung setzte sich die Brüter-Technologie bis heute nirgendwo auf der Welt durch. Einzig Russland und Frankreich betreiben noch je einen Brutreaktor aus den Frühzeiten der Entwicklung. Japan (dessen Demonstrations-Brüter in Monju seit einem schweren Natriumbrand im Jahr 1995 stillsteht) und Indien verfolgen die Linie offiziell weiter.

Ohne Aussicht auf den Brüterpfad ist das historische Hauptmotiv zur Plutoniumabtrennung in Wiederaufbereitungsanlagen (WAA) eigentlich hinfällig geworden. Dennoch betreiben neben Frankreich und Großbritannien auch Russland, Japan und Indien kleinere WAA zum nachträglich erklärten Zweck, das dort erzeugte Plutonium in Gestalt so genannter Mischoxid (MOX)-Brennelemente erneut in konventionellen Leichtwasserreaktoren einsetzen zu wollen. Die Wiederaufbereitungsanlagen produzieren, wenn sie nicht wegen technischer Probleme stillstehen, neben Plutonium und Uran vor allem horrende Kosten; darüber hinaus hochradioaktiven Atommüll, der endgelagert werden muss, und eine Strahlenbelastung der Umgebung, die die eines Leichtwasserreaktors mehrere zehntausend Mal übertrifft. Die Wiederaufbereitung erfordert außerdem eine große Anzahl prekärer Transporte hochradioaktiver, zum Teil auch für die militärische oder terroristische Zweckentfremdung anfälliger Materialien. Sie erhöht so auch massiv die Zahl möglicher Angriffsziele für Terroristen.

Weil stets nur ein vergleichsweise geringer Anteil des auf der Welt in kommerziellen Kraftwerken erzeugten hochradioaktiven Atommülls wiederaufgearbeitet wird und abgebrannte MOX-Brennelemente in aller Regel nicht noch einmal recycelt werden, ist vom atomaren Brennstoffkreislauf nur der Name geblieben. In der realen Welt ist dieser Kreis offen. Atomkraftwerke erzeugen neben Strom vor allem hoch-, mittel- und schwachradioaktive Abfälle, die darüber

hinaus häufig hoch giftig sind. Sie müssen für ungeheure Zeiträume sicher endgelagert werden. Wie lange, bestimmt sich nach den naturgegebenen, so genannten Halbwertszeiten der Radionuklide, die extrem unterschiedlich ausfallen. Das Plutonium-Isotop Pu-239 verliert seine halbe Radioaktivität nach 24.110 Jahren, das Kobalt-Isotop Co-60 nach 5,3 Tagen.

Ein halbes Jahrhundert nach dem Start der nuklearen Stromerzeugung gibt es auf der Welt kein einziges genehmigtes und betriebsbereites Endlager für hoch radioaktive Abfälle – ein Umstand, der das Bild vom atomaren Flugzeug populär machte, das gestartet ist, ohne dass sich irgendjemand Gedanken über die Landebahn gemacht hätte. Vergleichsweise kurzlebige und mittel- oder schwachradioaktive Abfälle werden in einer Reihe von Ländern – zum Beispiel in Frankreich, den USA, Japan oder Südafrika – oberflächennah in speziellen Behältern gelagert. Deutschland hat die ehemalige Eisenerzgrube Schacht Konrad im niedersächsischen Salzgitter für eine Tiefenlagerung nicht Wärme entwickelnder Abfälle aus Atomkraftwerken, aber auch aus Forschungsreaktoren und dem medizinischen Einsatz der Kerntechnik vorbereitet. Die Einlagerung von Atommüll in der früheren Erzgrube ist weiter Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen.

Wie unbekümmert das Atommüllproblem anfangs angegangen wurde, belegt eine Äußerung des bereits einmal zitierten Carl Friedrich von Weizsäcker aus dem Jahr 1969. Damals erklärte der Physiker und Philosoph zur Beseitigung atomarer Abfälle: „Das ist überhaupt kein Problem ... Ich habe mir sagen lassen, dass der gesamte Atommüll, der in der Bundesrepublik im Jahr 2000 vorhanden sein wird, in einen Kasten hineinginge, der ein Kubus von 20 Metern Seitenlänge ist. Wenn man das gut versiegelt und verschließt und in ein Bergwerk steckt, dann wird man hoffen können, dass man damit dieses Problem gelöst hat.“¹⁰ Inzwischen sind damals diskutierte, exotische Vorschläge wie die Endlagerung im Weltall, in der Tiefsee oder im antarktischen Eis aus der öffentlichen Debatte verschwunden. In der wissenschaftlichen Diskussion herrscht darüber hinaus weitgehende Einigkeit, dass die Einlagerung in tiefen geologischen Formationen und dafür eigens eingerichteten Bergwerken am ehe-

sten geeignet ist, das Endlagerproblem zu bewältigen. Ob Granit, Salz, Ton oder andere Wirtsgesteine am besten für die Langzeitaufbewahrung hochradioaktiver und Wärme entwickelnder Abfälle geeignet sind, mögen die Experten allerdings nicht entscheiden. In allen Fällen, erklären sie übereinstimmend, gebe es Vor- und Nachteile.

Die Frage, ob radioaktiver Müll überhaupt für hunderttausende oder gar Millionen von Jahren sicher von der Biosphäre ferngehalten werden kann, ist letztlich eine philosophische. Sie sprengt das menschliche Vorstellungsvermögen. Die Zeit der Pyramiden liegt gerade 5000 Jahre zurück. Dennoch ist klar: Weil der Atom Müll existiert und es absolute Gewissheit in dieser Frage nicht geben kann, muss die nach heutigem Wissen beste technische Möglichkeit gesucht und gefunden werden. Ausweichreaktionen jedenfalls helfen nicht weiter. Eine solche ist zweifellos die so genannte Transmutation. Ihre Verfechter schlagen vor, die gefährlichsten und langlebigsten Abfallstoffe der Nukleartechnik in eigens zu diesem Zweck errichteten Reaktoren zu spalten und auf diesem Wege in solche Radioisotope umzuwandeln, die nur noch einige Jahrhunderte strahlen. Schon seit Jahrzehnten wird diese Möglichkeit von einer wissenschaftlichen Minderheit ins Spiel gebracht. Doch selbst ihre Anhänger glauben vermutlich nicht wirklich an eine entscheidende Verminderung der gefährlichsten Hinterlassenschaft der Atomtechnik.

Für die Transmutationstechnik müssten zunächst neuartige Wiederaufbereitungsanlagen errichtet werden, in denen der hochradioaktive Isotopencocktail aus den Atomkraftwerken in einem komplexen chemischen Prozess erheblich ausdifferenzierter in einzelne Elemente zerlegt werden müsste als in bestehenden Anlagen. Die Plutoniumfabriken von La Hague und Sellafield erschienen dagegen eher wie simple Chemielabors. Außerdem müsste ein Arsenal von Reaktoren entwickelt werden, in denen die abgetrennten Isotope selektiv mit so genannten Schnellen Neutronen bombardiert, gespalten und in weniger gefährliche Radionuklide umgewandelt würden. Selbst wenn die technische Realisierung derartiger Anlagen gelänge: Niemand könnte und wollte eine solche atomare Infrastruktur bezahlen. Ebenso unbestreitbar wäre dieser Entsorgungspfad mit weit größeren Risiken verbunden als die heute in vielen Ländern der Welt verfolgte direkte Endlagerung in sorgsam gewählten Tiefenlagern. Dass die Idee der Transmutation trotzdem vor allem in

Frankreich und Japan überlebt, hängt denn auch mehr mit den noch nicht endgültig ausgeträumten Brüter-Visionen eines Teils der Nuclear Communities dieser Länder zusammen als mit einer ernsthaften Realisierungsperspektive.

Erst allmählich und zögerlich setzt sich in den größten Atomergieländern die Erkenntnis durch, dass die Auswahl eines Endlagerstandorts nicht nur ein technisch-wissenschaftliches Problem darstellt. Keines der nationalen Standort-Auswahlverfahren, die zu meist in den siebziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts gestartet wurden, hat bisher zu einem genehmigten Endlager geführt. Der Grund: Viel zu lange wurden gesellschaftliche Widerstände, demokratische Partizipation und Transparenz bei der Standortwahl missachtet oder verweigert. Der Versuch, aus diesen Fehlern zu lernen, führte in Deutschland zur Entwicklung und Formulierung eines mehrstufigen Auswahlverfahrens mit kontinuierlicher Beteiligung der Öffentlichkeit. Ob das Konzept, auf das sich Wissenschaftler aus dem Lager der Atomenergie-Befürworter und dem der Gegner nach Jahren intensiver Debatten im Jahr 2002 verständigten, eine Realisierungschance erhält, ist derzeit unsicher. Die im Herbst 2005 ins Amt gewählte deutsche Bundesregierung aus CDU/CSU und SPD hat die Frage, ob neben dem bereits seit den achtziger Jahren vorbereiteten Endlager im Salzstock von Gorleben alternative Standorte ernsthaft untersucht werden sollen, zunächst verschoben.

Relativ weit fortgeschritten sind derzeit die Endlagerpläne in Finnland und den USA. Allerdings wird über das gigantische Endlager von Yucca Mountain in Nevada bereits seit Jahrzehnten gestritten. Das im finnischen Olkiluoto weitgehend fertiggestellte Endlager profitiert von der vergleichsweise hohen Akzeptanz der örtlichen und regionalen Bevölkerung. Das seit vielen Jahren am selben Standort ohne größere Zwischenfälle betriebene Atomkraftwerk und ein bereits arbeitendes Endlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle haben die Mehrheit der Anwohner beruhigt.

Der angebliche Brennstoffkreislauf ist jedoch nicht nur an seinem hinteren Ende offen. Er erwies sich von Anbeginn an auch an seinem Startpunkt als hoch problematisch. Der Uranbergbau zur Gewinnung des Spaltstoffs für die Bombe und später die zivile Nutzung in Atomkraftwerken forderte vor allem anfangs immense Opfer. Große Mengen radioaktiver Nuklide, die zuvor abgeschirmt unter der Erdoberfläche gebunden waren, gelangten in die Biosphäre. Bei einer Fortsetzung oder gar erheblichen Ausweitung des

Atomenergieeinsatzes werden die gesundheitlichen und ökologischen Folgekosten des Uranbergbaus voraussichtlich wieder erheblich zunehmen.

Die Jagd nach dem insgesamt nicht außergewöhnlich seltenen, aber nur in wenigen Lagerstätten in abbauwürdiger Konzentration verfügbaren Schwermetall begann bald nach dem 2. Weltkrieg. Die verheerende Wirkung der US-amerikanischen Atombombenabwürfe über Japan hatte die Ambitionen der Siegermächte, sich den Zugriff auf die strategische Ressource zu sichern, nicht etwa gebremst, sondern zusätzlich angeheizt. Gewaltige Anstrengungen wurden unternommen, um den Zugang zu den Uranressourcen zu erweitern und abzusichern. Rücksichten auf die gesundheitlichen Folgen für die Minenarbeiter oder gar die Umwelt spielten unter den damaligen Bedingungen nur eine untergeordnete Rolle. Die USA beuteten Minen im Inland und im benachbarten Kanada aus, die Sowjetunion entwickelte den Uranbergbau in der DDR, der Tschechoslowakei, in Ungarn und Bulgarien. Tausende Bergarbeiter starben nach langjähriger Schwerstarbeit in schlecht belüfteten, staubigen und mit hohen Konzentrationen des radioaktiven Gases Radon belasteten Stollen qualvoll an Lungenkrebs. Betroffen waren insbesondere Kumpel der ostdeutschen „Wismut“, wo zeitweise über 100.000 Menschen beschäftigt waren. Weil sich die Urankonzentrationen in den Minen meist nur im Bereich von wenigen Zehntel-Prozent bewegten, fielen große Mengen Abraum an. Die aufgeschlossenen Uranerze enthielten vergleichsweise hohe Konzentrationen des radioaktiven Gases Radon und anderer strahlender Nuklide, die beim Abbau freigesetzt wurden. Die Folge: Schwere radiologische Dauerbelastungen nicht nur der Bergleute selbst, sondern auch der Umgebung und der dort lebenden Menschen. Chemische Uran-Extraktionsverfahren mit flüssigen Reagenzien, die die Umgebung, die Oberflächengewässer und das Grundwasser belasteten, verschärften die Probleme.

Die Situation verbesserte sich zunächst mit dem in den siebziger Jahren einsetzenden Boom der nuklearen Stromproduktion. Regierungen waren fortan nicht mehr die einzigen Abnehmer des Spaltstoffs. Ein privater Uran-Markt konnte sich entwickeln, so dass die militärisch-strategische Sonderstellung des Uranbergbaus nicht mehr als Grund für besonders harsche Abbaubedingungen vorgeschoben werden konnte. Mit dem Ende des Kalten Krieges änderten sich die Verhältnisse noch einmal grundlegend. Die militärische

Nachfrage nach Uran brach massiv ein. Nicht mehr benötigte Lagerbestände der USA und aus der früheren Sowjetunion wurden in den zivilen Spaltstoffmarkt eingespeist. Außerdem standen wegen der Erfolge bei der atomaren Abrüstung bald große Mengen an Bombenuran mit hohem Spaltstoffanteil aus eingemotteten sowjetischen und amerikanischen Atomwaffen zur Verfügung. Die Folge war und ist das vielleicht umfassendste, jemals umgesetzte Konversionsprogramm von Kriegswaffen in den zivilen Wirtschaftskreislauf. Der brennbare Bombenstoff wird in großem Stil mit natürlichem oder dem so genannten abgereicherten Uran (Uran-238 aus dem das spaltbare Isotop Uran-235 zuvor extrahiert worden war) „verdünnt“ und anschließend als Brennstoff in konventionellen Atomkraftwerken eingesetzt. Infolge dieser völlig neuen Situation am Uranmarkt brach der Weltmarktpreis für Reaktoruran massiv ein. Nur noch Lagerstätten mit vergleichsweise hohen Urankonzentrationen überlebten. Bis ins Jahr 2005 hinein stammte fast die Hälfte des weltweit in Atomkraftwerken gespaltenen Urans nicht mehr aus angereicherter, „frischem“ Uranerz, sondern aus der kriegerischen Hinterlassenschaft der Supermächte.

Andererseits ist absehbar, dass die militärischen Uranbestände aus der Zeit des Kalten Krieges in wenigen Jahren aufgebraucht sein werden. Ein erneuter kräftiger Anstieg der Uranpreise hat bereits eingesetzt und wird sich noch verstärken. Neben der Wiedereröffnung eingemotteter Bergwerke müssten bei einem Weiterbetrieb der Atomkraftwerke auf heutigem Niveau oder gar einem Ausbau des globalen Reaktorarsenals neue, immer weniger ertragreiche Lagerstätten aufgeschlossen werden, die tendenziell immer weniger Uran und immer mehr prekären Abraum mit einem überdurchschnittlichen Gehalt an radioaktiven Isotopen produzieren – ein Problem für die Gesundheit der Menschen und die Umwelt in den betroffenen Regionen. Außerdem benötigt die Industrie für eine Ausweitung ihrer Uran-Förderkapazitäten Zeit, die sie im Falle eines raschen Ausbaus der weltweiten Atomenergiekapazität nicht hätte. Weil die Explorationsanstrengungen – ähnlich wie in Zeiten billigen Öls – auch beim Uran in Folge des militärischen Überschuss-Angebots massiv heruntergefahren wurden, existieren heute nur relativ wenige bekannte Lagerstätten. Außerdem vergehen zwischen dem Auffinden eines Uranlagers und dem Beginn der Förderung im Durchschnitt noch einmal mindestens zehn Jahre. Der bevorstehende Engpass in der Uranversorgung verschärft sich aufgrund eines

massiven Ungleichgewichts zwischen Förder- und Verbraucherländern. Weltweit sind Kanada und Südafrika die beiden einzigen Staaten, die die Atomenergie zur Stromproduktion einsetzen und nicht auf Uran-Importe angewiesen sind. Die wichtigsten Atomkraft-Nationen verfügen entweder über so gut wie gar keine eigene Uranförderung (Frankreich, Japan, Deutschland, Südkorea, Großbritannien, Schweden, Spanien) oder über erheblich weniger Kapazitäten als sie für den dauerhaften Betrieb ihrer Reaktoren benötigen (USA, Russland). Atomkraft ist, bezogen auf die Brennstoffversorgung, fast nirgends auf der Welt eine heimische Energiequelle. Insbesondere Russland läuft Gefahr, schon in 15 Jahren in eine ernste Uran-Versorgungskrise zu rutschen. Ein Umstand, der auf die AKW-Betreiber in der EU ausstrahlen könnte, die derzeit rund ein Drittel ihres Brennstoffs von dort beziehen. Neben Russland könnten auch China und Indien in einen Versorgungsengpass laufen, wenn beide ihr Reaktorarsenal wie angekündigt ausbauen.

Nach all dem ist klar: Weder die Ver- noch die Entsorgung der auf der Welt betriebenen Atomkraftwerke kann als dauerhaft gesichert gelten. Der in einigen Ländern diskutierte und von manchen Regierungen betriebene Zubau neuer Reaktoren würde die Probleme verschärfen. Weil die Uranvorräte knapp und zu großen Teilen nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand abzubauen sind, muss einer dezidierten Ausbaustrategie sehr bald der endgültige Einstieg in die Plutoniumwirtschaft folgen – mit flächendeckender Wiederaufbereitung und dem Schnellen Brüter als Standardreaktor. Ein solcher Entwicklungspfad würde die Probleme der Gegenwart potenzieren. Er würde schließlich die Menge der dauerhaft zu lagernden hochradioaktiven Abfälle vervielfachen. Die Endlagersuche müsste auf mehr Standorte mit einem insgesamt entsprechend größeren Einlagevolumen ausgedehnt werden.

8 Nuklearer Klimaschutz: Ratschläge vom Milchmädchen

Entscheidend für die in einigen Industriestaaten neu entflammte Auseinandersetzung um die zukünftige Rolle der Atomenergie ist ihr Potenzial zur Reduzierung der globalen Treibhausgase. Dieses Potenzial ist es, das die Verfechter der Nukleartechnik nach Jahrzehnten der Stagnation auf eine „Renaissance der Kernenergie“ hoffen und drängen lässt. Atomkraftwerke erzeugen bei ihrem Betrieb nur wenig Kohlendioxid (CO₂). Den Anhängern der Atomenergie

gelten sie deshalb als unverzichtbarer Baustein zur Eindämmung der globalen Klimaerwärmung. Oder umgekehrt: Der Treibhauseffekt befeuert die Hoffnung, die seit Jahrzehnten andauernde Flaute bei der Atomenergie erst zu stoppen und schließlich umzukehren. „Eine Energie-Agenda, die über den Tag hinaus trägt“, sinniert etwa Wulf Bernotat, der Vorstandsvorsitzende des Düsseldorfer Konzerns E.ON Ruhrgas, „muss sich mit dem Zielkonflikt zwischen Atomausstieg und drastischer Reduzierung des CO₂-Ausstoßes befassen.“¹¹ Beides gleichzeitig gehe nicht. Das ist pure Illusion. Aber wie viele andere Protagonisten der traditionellen Energiewirtschaft arbeitet der Chef des größten privaten Energiekonzerns der Welt damit am wichtigsten Argument zur Fortführung der nuklearen Stromerzeugung. Es lautet: Klimaschutz ist ohne den Einsatz der Atomenergie zum Scheitern verurteilt. Wer die Renaissance der nuklearen Stromerzeugung aus guten anderen Gründen nicht will, muss auch die Frage beantworten, ob der genannte Zielkonflikt in der von den Atomenergie-Anhängern beschworenen Zuspitzung existiert.

An der Realität des Klimateffekts sind Zweifel nach Überzeugung der überwältigenden Mehrheit der Experten nicht mehr erlaubt. Zu seiner Eindämmung auf ein für die Menschheit und die globalen Ökosysteme erträgliches Maß – keine globale Temperaturerhöhung um mehr als zwei Grad Celsius gegenüber der vorindustriellen Zeit – sind in den kommenden Jahrzehnten fundamentale Einschränkungen der CO₂-Emissionen unausweichlich. In den Industriestaaten schlagen die Klimaexperten Reduktionen von 80 Prozent bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts vor. In den sich entwickelnden Schwellenländern muss wenigstens der massive Anstieg begrenzt werden. Die bevölkerungsreichen Länder des Südens dürfen bei ihrem berechtigten Streben nach Wohlstand den energieintensiven, auf der Bereitstellung fossiler Energie basierenden Entwicklungspfad der alten Industriestaaten des Nordens nicht einfach kopieren. Zu beantworten ist demnach die Frage: Ist das Potenzial der Atomenergie zur Eindämmung der globalen Klimagasemissionen so groß und so alternativlos, dass die unbestrittenen Großrisiken dieser Technik dafür in Kauf zu nehmen sind?

Die Situation wird kompliziert durch die Tatsache, dass der globale Klimaeffekt und die Möglichkeit schwerster Unfälle in Atomanlagen zwar Großrisiken unterschiedlicher Art darstellen, ihre Realisierung aber jeweils beispiellose und andauernde Verheerungen zur Folge hätte. Während sich die Klimaerwärmung ohne ein massives Gegensteuern in den vor uns liegenden Jahrzehnten mit hoher Sicherheit beschleunigt und weltweit unterschiedliche, weit überwiegend aber dramatische Veränderungen zum Schlechteren bewirkt, unterliegt der große kerntechnische Unfall schwer fassbaren Wahrscheinlichkeiten. Wenn er eintritt, hat auch er verheerende, lang anhaltende und für das betroffene Land allein kaum zu bewältigende Konsequenzen. Zu rechnen ist auch mit massiven Rückwirkungen auf die Weltwirtschaft. Das hat schon das Desaster von Tschernobyl bewiesen, dass sich eher an der Peripherie der ökonomischen Kernzonen ereignete.

Nach den Statistiken der Wiener Atombehörde IAEA waren Ende 2005 weltweit 443 Atomreaktoren mit einer elektrischen Leistung von knapp 370.000 Megawatt elektrischer Leistung in Betrieb. Doch der Ausbau, vor allem in den westlichen Industriestaaten, stagniert zum Teil schon seit Jahrzehnten. Die OECD geht davon aus, dass sich daran bis 2030 wenig ändert. Sie rechnet mit einem durchschnittlichen Zuwachs der globalen Kapazität von 600 Megawatt pro Jahr. Für diesen marginalen Ausbau müssten, weil gleichzeitig alte Meiler stillgelegt werden, jährlich rund 4.000 bis 5.000 Megawatt zugebaut werden, also drei bis vier große Kraftwerke. Weil nach den Prognosen der Internationalen Energie-Agentur IEA (einer OECD-Organisation) der Weltstrombedarf im selben Zeitraum weiter kräftig ansteigt, schrumpft der Anteil der Atomenergie sogar von etwa 17 Prozent im Jahr 2002 auf nur noch 9 Prozent im Jahr 2030. Das Fachblatt *Nuclear Engineering International* machte im Juni 2005 noch eine andere Rechnung auf: Weil zu diesem Zeitpunkt bereits 79 Reaktoren seit mehr als 30 Jahren am Netz waren, werde es „praktisch unmöglich sein, die Zahl der Atomkraftwerke in den nächsten 20 Jahren konstant zu halten“¹². Allein um den Status quo zu stabilisieren, müssten demnach wegen anstehender Stilllegungen in den kommenden zehn Jahren 80 neue Reaktoren geplant, gebaut und in Betrieb genommen werden – alle sechs Wochen einer. Im dann nachfolgenden Jahrzehnt müssten sogar 200 Meiler ans Netz

gehen – alle 18 Tage einer. Atomkraft als Mittel gegen den Klimakollaps wird so kurz- und mittelfristig zur reinen Illusion.

Dennoch wurden in einigen Langzeitstudien Szenarien entwickelt, in denen das Reduktionspotenzial der Atomenergie unter den Bedingungen ehrgeiziger globaler Klimaschutzziele untersucht wird. Eine Verzehnfachung der Atomstromerzeugung bis 2075 würde beispielsweise bedeuten, dass bis zur Mitte des Jahrhunderts jedes Jahr 35 neue Großmeiler ans Netz gebracht werden. Eine im Vergleich dazu fast schon moderate Ausbaustrategie auf 1,06 Millionen Megawatt (1060 Gigawatt) elektrischer Leistung bis 2050 entspräche einer Verdreifachung der Atomkraftwerksleistung gegenüber dem Status quo. Im Vergleich zum normalen Ausbau der globalen Stromerzeugung mit Kohle- und Gaskraftwerken könnten so im Jahr 2050 rund fünf Milliarden Tonnen CO₂ eingespart werden. Gemeinsam ist solchen Überlegungen, dass sie mit der nuklearen Realität und den Erfahrungen der Vergangenheit rein gar nichts zu tun haben.

25 bis 40 Milliarden Tonnen CO₂ müsste die Welt im Jahr 2050 einsparen, wenn man die Prognosen der IEA und die Forderungen der Klimaforscher des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) den Schätzungen zugrunde legt. Würden ab sofort tatsächlich weltweit alle verfügbaren Mittel in den Ausbau der Atomenergie gelenkt, um zum Beispiel das oben erwähnte Szenario einer Verdreifachung der Atomstromproduktion bis 2050 zu realisieren, könnte Elektrizität aus der Kernspaltung zur Mitte des Jahrhunderts immerhin mit 12,5 bis 20 Prozent zur Klimaentlastung beitragen. Das wäre nicht marginal, würde aber andererseits auch nicht ausreichen, um andere Optionen zur Eindämmung des Klimaeffekts überflüssig zu machen. Ein solcher Erfolg wäre nicht nur ökonomisch teuer erkaufte. So würden außerdem

- neue technische Katastrophenherde in großer Zahl über den Globus verteilt;
- in Entwicklungs-, Schwellenländern und Krisenregionen neue Ziele für kriegerische und terroristische Übergriffe geschaffen;
- die Endlagerprobleme und die Gefahr der unkontrollierten Weiterverbreitung von Atomwaffen in allen Weltregionen eine neue Dimension erhalten;
- wegen der knappen Uran-Vorräte die heute üblichen Leichtwasserreaktoren schon bald flächendeckend von einer für kata-

strophale Unfälle und terroristische oder kriegerische Eingriffe noch verwundbareren Plutoniumwirtschaft mit Wiederaufbereitung und Schnellen Brutreaktoren abgelöst;

- enorme Finanzmittel statt in die Armutsbekämpfung in den Krisenregionen der Welt für den Ausbau einer atomaren Infrastruktur eingesetzt.

Eine solche Strategie wäre angesichts der offensichtlich schweren Nebenwirkungen allenfalls dann diskussionswürdig, wenn ein vergleichbarer Effekt mit anderen, weniger problematischen Maßnahmen zur Eindämmung des Klimateffekts nicht zur Verfügung stünde. Das ist aber nach allem, was man heute weiß, nicht der Fall. Selbst ambitionierte Ziele zur Eindämmung der Treibhausgase können nach realistischen Abschätzungen ohne einen Beitrag der Atomenergie erreicht werden. Reduktionen um 40 bis 50 Milliarden Tonnen Kohlendioxid (bei einem Reduktionsbedarf von 25 bis 40 Milliarden Tonnen) sind demnach bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts möglich, wenn

- die Energieeffizienz in Gebäuden verbessert wird;
- die Industrie ihre Energie- und Materialeffizienz auf den Standard bereits heute verfügbarer Technik verbessert;
- die Energieeffizienz im Verkehrssektor entsprechend erhöht wird;
- Effizienzspielräume im Energiesektor bei der Erzeugung und in der Anwendung besser ausgeschöpft werden;
- bei der Stromerzeugung verstärkt Erdgas statt Kohle oder Öl („fuel switch“) eingesetzt wird;
- die erneuerbaren Energien aus Sonne, Wind, Wasser, Biomasse und Geothermie im Strom- und Wärmesektor systematisch ausgebaut werden;
- und schließlich die „Clean Coal-Technologie“ (bei der das bei der Kohleverbrennung in Kraftwerken entstehende Kohlendioxid abgeschieden und endgelagert wird) zur Anwendungsreife entwickelt und großtechnisch eingesetzt wird.

Aufwendige Untersuchungen einer Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages aus dem Jahr 2002 ergaben, dass für ein Industrieland wie Deutschland CO₂-Reduktionen um 80 Prozent bis zur Jahrhundertmitte mit verschiedenen Strategien und Instru-

menten realisiert werden können. Die umfassende Verbesserung der Energieeffizienz erweist sich dabei in allen Varianten als ebenso unabdingbar wie der massive Ausbau erneuerbarer Energien. Dagegen fand die Kommission keine Anhaltspunkte dafür, dass für eine erfolgreiche Klimaschutzstrategie die Fortführung oder gar der Ausbau der Atomenergie von entscheidender Bedeutung sein könnte. Ein großer oder wachsender Anteil von Atomenergie an der Stromerzeugung kann sich für eine erfolgreiche Klimaschutzstrategie sogar als kontraproduktiv erweisen. Deren unverzichtbare Bausteine erneuerbare Energien und Energieeffizienz sind mit großen, zentralen Grundlastkraftwerken, wie sie Atomkraftwerke darstellen, nur schwer vereinbar. Die fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Sonne benötigen ab einer bestimmten Ausbaustufe Kraftwerke mit einer flexiblen Leistungssteuerung, wie etwa moderne Gaskraftwerke, um die Leistungsschwankungen auszugleichen und ein Stromnetz, das die veränderte geografische Lage und insgesamt dezentralere Struktur der Elektrizitätserzeugung widerspiegelt.

Außerdem wäre ein umfassender Ausbau der Atomenergie – nur er, nicht eine mühsame Stagnation auf gegenwärtigem Niveau, könnte die nukleare Stromproduktion zu einem wirksamen Faktor im Klimaschutz machen – mit massiven ökonomischen Unsicherheiten verbunden. Denn dafür müsste die Branche in wenigen Jahrzehnten den Übergang von den gegenwärtigen Leichtwasserreaktoren hin zu Brütertechnik und Wiederaufbereitung bewältigen, an dem sie bereits einmal gescheitert ist. Keine andere Technologie existiert darüber hinaus unter einem vergleichbaren Damoklesschwert: Ein einziger schwerer Unfall oder terroristischer Angriff wäre ausreichend, um die Akzeptanz für diese Technologie national oder sogar international endgültig zusammenbrechen zu lassen. Voraussichtlich müsste ein Großteil der Reaktoren vorzeitig stillgelegt werden. Schließlich verhindert der Endlosstreit um die Atomenergie in wichtigen Industriestaaten die unverzichtbare Hinwendung zu einer konsistenten Effizienzstrategie. Insgesamt ist national wie international eine politische Strategie möglich und auch zielführend, die beide Großrisiken, die der globalen Klimaänderung und die katastrophaler Atomunfälle, gleichermaßen minimiert. Das spezifische Gefahrenpotenzial der Atomenergie macht jede Klimaschutzstrategie, die sie einschließt, weniger robust und innovativ als eine Strategie ohne die nukleare Option. Der propagierte Zielkonflikt zwischen Atomausstieg und Klimaschutz entpuppt sich deshalb als eine von

sachfremden Interessen geleitete Erfindung der Verfechter der Atomenergie. Er ist konstruiert. Für die unsinnige Wahl zwischen Teufel und Beelzebub gibt es keine reale Notwendigkeit.

9 Billige Atomkraft: Wenn der Staat die Rechnung zahlt

Atomkraftwerke gehören als mehr oder weniger gewichtiger Bestandteil der Elektrizitätsversorgung zur Basis des ökonomischen Systems der Länder, die sie nutzen. Deshalb entscheidet, wo nicht sachfremde strategische oder militär-strategische Interessen eine Rolle spielen, vor allem die Energiewirtschaft über ihre Zukunft. Und die tut es im Normalfall entlang nüchterner betriebswirtschaftlicher Erwägungen. Die Frage, ob die nukleare Stromproduktion einer Lizenz zum Gelddrucken gleichkommt oder doch eher zu einem Fass ohne Boden wird, entscheidet sich nach den jeweiligen Umständen: Produziert der Reaktor schon zwanzig Jahre zuverlässig Strom, und es besteht Grund zu der Annahme, dass er das noch mal so lange tut, trifft eher das erste zu. Jedenfalls solange sich das jedem Nuklearbetrieb innewohnende latente Katastrophenrisiko nicht realisiert. Muss das Atomkraftwerk erst gebaut werden, und soll es noch dazu eine neue Baureihe eröffnen, dann empfiehlt es sich, die Finger von einem solchen Projekt zu lassen. Es sei denn, es gelingt, die finanziellen Unwägbarkeiten auf Dritte abzuwälzen.

Für Investoren, die heute in einem marktwirtschaftlichen Umfeld vor der Entscheidung zum Ersatz- oder Neubau ihrer Kraftwerkskapazität stehen, gehören Atomkraftwerke ganz offensichtlich nicht zur ersten Wahl. Dafür spricht die Empirie. In den USA haben die Reaktorbauer seit 1973 keine Bestellung mehr entgegengenommen, die später nicht wieder annulliert wurde. In Westeuropa warteten die Reaktorhersteller – außerhalb Frankreichs – bis 2004 ein Vierteljahrhundert auf einen Neubau-Auftrag. Jetzt gibt es einen im finnischen Olkiluoto. Insgesamt waren nach Angaben der Internationalen Atomenergie-Agentur IAEA im Jahr 2005 weltweit 28 Atomkraftwerke mit einer Gesamtkapazität von etwa 27.000 Megawatt im Bau. Fast die Hälfte dieser Vorhaben dümpeln schon 18 bis 30 Jahre vor sich hin. Von einer ganzen Reihe von ihnen nimmt niemand mehr an, dass sie jemals Strom liefern werden – normalerweise nennt man so etwas Bauruinen. Die verbleibenden Kraftwerksprojekte, mit deren Fertigstellung in den nächsten Jahren ernsthaft gerechnet werden kann, entstehen fast alle in Ostasien in einem nicht oder nur

sehr bedingt marktwirtschaftlichen Umfeld. Kurz: Die nukleare Auftragslage ist niederschmetternd. Sie ist es noch mehr angesichts des Kontrastprogramms: Weltweit erhöhten sich die Stromkapazitäten seit der Jahrtausendwende um jährlich rund 150.000 Megawatt installierte Kraftwerksleistung. Atomkraft hatte daran einen Anteil von gerade zwei Prozent. In den USA gingen allein zwischen 1999 bis 2002 konventionelle, fossil befeuerte Kraftwerke mit einer Leistung von 144.000 Megawatt ans Netz. In China wurde in den drei Jahren zwischen 2002 und 2005 ein kohlebefeuerter Kraftwerkspark mit 160.000 Megawatt Gesamtleistung neu errichtet. Selbst die erst im Aufbau befindliche Windindustrie brachte es allein 2005 weltweit auf eine Neubauleistung von mehr als 10.000 Megawatt.

So marginal sich die Rolle der Atomenergie angesichts eines gigantischen globalen Zubaus von Kraftwerkskapazität darstellt, so entschlossen kämpfen die Betreiber für den Erhalt der bestehenden Meiler weit über die ursprünglich geplanten Laufzeiten hinaus. Zwar erreichte das Durchschnittsalter aller im Jahr 2005 betriebenen Reaktoren gerade mal 22 Jahre. Das hinderte den früheren Siemens-Vorstandschef Heinrich von Pierer im Bundestagswahlkampf desselben Jahres nicht daran, der Kanzlerkandidatin Angela Merkel trotz des in Deutschland vereinbarten Atomausstiegskonsenses Betriebszeiten von 60 Jahren ans Herz zu legen. Schließlich plädieren inzwischen die meisten AKW-Verfechter in Europa und Amerika für diese Marke. Für die Mehrzahl der 103 Atomkraftwerke in den USA sind nach Angaben der IAEA entsprechend verlängerte Laufzeiten entweder bereits genehmigt, beantragt oder sollen beantragt werden. Von Pierer führte für seinen Vorstoß Gründe der „ökonomischen Vernunft“ an. Und die gibt es in der Tat. Solange keine schweren Störfälle auftreten, teure Reparaturen oder der Austausch zentraler Komponenten wie der Dampferzeuger aus Verschleiß- oder Korrosionsgründen notwendig werden, solange kann Strom aus alten, längst abgeschriebenen Meilern der 1000-Megawatt-Klasse fast konkurrenzlos günstig produziert werden. Eine Laufzeitverlängerung zögert darüber hinaus das so genannte „dicke Ende der Atomenergie“ hinaus. Gemeint sind Stilllegung und Abriss der großen Reaktoren, die nicht nur sicherheitstechnisch, sondern auch finanziell eine echte Herausforderung sein können. Weil die laufenden Brennstoffkosten beim Betrieb von Atomkraftwerken zudem

weniger ins Gewicht fallen, rechnen die Betreiber mit satten Zusatzrenditen. Könnten die Meiler in Deutschland statt der im Ausstiegsvertrag ausgehandelten 32 Jahre schließlich 45 Jahre am Netz bleiben – das entspricht der durchschnittlichen Lebenszeit fossiler Großkraftwerke – ergäbe sich für die Branche ein hübscher Zusatzgewinn von etwa 30 Milliarden Euro. Solche Zahlen erklären die in vielen Ländern von den AKW-Betreibern forcierte Debatte über längere Laufzeiten. Mit einer möglichen Renaissance der Atomenergie hat das Geschacher allerdings nichts zu tun. Eher mit dem Gegenteil. Die Forderungen nach einer „Nachspielzeit“ belegen, dass die Atomkraftbetreiber aus ökonomischer Einsicht vor Investitionen in neue Atomkraftwerke zurückschrecken. Statt in neue nukleare oder nicht-nukleare Technologien zu investieren, zehren die Unternehmen von der Substanz, ohne Rücksicht auf die wachsende Störfallanfälligkeit ihrer Reaktoren.

Der seit Jahrzehnten anhaltende Niedergang der Atomenergie-Konjunktur ist somit keinesfalls gestoppt. In den USA und Westeuropa gibt es eine einzige Neubaustelle an der finnischen Ostseeküste. Auf sie wird noch zurückzukommen sein. Gleichzeitig häufen sich in den vergangenen Jahren aufwändige Studien, die eine Konkurrenzfähigkeit neuer Atomkraftwerke gegenüber der fossilen Konkurrenz nahelegen. Ihr Manko: Glauben schenken diesen Zukunftsprognosen bisher allenfalls die Autoren und ihre Auftraggeber – nicht jedoch die potenziellen Finanziere neuer Kraftwerksvorhaben. Das ist der erste Grund für die beispiellose Unsicherheit über die wahren Kosten einer neuen Generation von Atomkraftwerken: Es gibt kaum verlässliche Daten über die großen Kostenblöcke, insbesondere die Errichtungskosten, die Entsorgungs- und Abrisskosten sowie die laufenden Kosten für Betrieb und Wartung. Das liegt einerseits daran, dass praktisch alle veröffentlichten Abschätzungen von Analysten mit einem hohen Maß an Skepsis bewertet werden. Denn diese Zahlenreihen stammen in aller Regel von den Herstellern, die Kraftwerke verkaufen wollen und deshalb nach außen eher zu niedrig als zu hoch kalkulieren. Oder von Regierungen, Verbänden und Lobbygruppen, die die ungeliebte Atomenergie den Bürgerinnen und Bürgern wenigstens über den angeblich zu erwartenden niedrigen Strompreis ans Herz legen wollen.

Doch es gibt auch objektive Probleme jenseits der Interessen: Weil bisher jede neue Reaktorbaureihe mit kostentreibenden Kinderkrankheiten und in der Folge lang andauernden Stillstandszeiten

zu kämpfen hatte, mustern potenzielle Finanziere die stets erfreulich optimistischen Vorhersagen der Hersteller neuer Meiler mit immensem Unbehagen. Die „Performance“ eines neuen Kraftwerks ist nicht vorherzusagen. Noch viel mehr gilt dies für neue Reaktortypen, die auf weitgehend neuer und damit unerprobter Technik basieren. Während sich also bei fast allen anderen technologischen Entwicklungen – auch jenseits des Segments der Kraftwerkstechnik – die Hersteller auf einer „Lernkurve“ relativ kontinuierlich und vorhersagbar zu immer günstigeren Preisen bewegen, fangen die Reaktorhersteller ein halbes Jahrhundert nach dem Start der kommerziellen Kernspaltung immer wieder von vorne an. In den siebziger und achtziger Jahren boten die Reaktorhersteller deshalb immer größere Meiler an, in der teilweise berechtigten Annahme, sie würden den Strom insgesamt kostengünstiger erzeugen als kleinere Einheiten. Doch gelöst hat das Ausweichen auf die „Economy of Scale“ das Problem letztlich nicht. Ein klarer Trend zu immer kostengünstigeren Reaktoren blieb bis heute aus. Inzwischen verschärft sich die Situation dadurch, dass wegen der andauernden Flaute auf dem nuklearen Kraftwerkmarkt AKW-Baureihen mit weiterentwickelter Technologie nur noch als Blaupausen – oder zeitgerecht als Computeranimationen – existieren. Dieses Dilemma erhöht wiederum die Unwägbarkeiten für potenzielle Geldgeber. Nicht nur sicherheitstechnisch, auch finanztechnisch wird Atomkraft auf diese Weise zu einer Hochrisikotechnologie.

So ist allenfalls noch Risikokapital mit einem Reaktorneubau anzulocken, zu entsprechend hohen Preisen. Die Kapital- werden neben den Baukosten der zweite große Brocken bei der Finanzierung eines Atomkraftwerks. Auch dieses Problem hat sich mit der Liberalisierung der Energiemärkte in wichtigen Industriestaaten zugespitzt. Denn während die Investoren zu Zeiten großer, staatlich abgesicherter Monopolstrukturen davon ausgehen konnten, dass ihr Kapital auch bei schlechter Performance eines Meilers letztlich immer von den Stromverbrauchern refinanziert werden würde, ist das in einem liberalisierten Strommarkt nicht mehr der Fall. Atomkraft mit seinen exorbitant hohen Anfangsinvestitionen und Jahrzehnte dauernden Kapitalrücklaufzeiten passt nicht zu liberalisierten Märkten. Die Kapitalkosten explodieren – sofern die potenziellen Finanziere es nicht gleich vorziehen, in andere Technologien zu investieren, die diese Probleme nicht aufweisen. Tatsächlich sind in vielen Ländern, in denen hocheffiziente Gaskraftwerke in den ver-

gangenen beiden Dekaden einen massiven Boom erlebten, die Errichtungskosten pro installierter Kilowattstunde entscheidend niedriger, ist die Frist zwischen Auftragsvergabe und Betriebsbeginn kurz, werden die Anlagen größtenteils unter „kontrollierten Bedingungen“ in Fabriken in Serie gefertigt. Weil darüber hinaus die Brennstoffkosten für Erdgas, die an den Gesamtkosten einen höheren Anteil ausmachen als der Brennstoff Uran in Atomkraftwerken, vergleichsweise günstig waren, hatten Atomkraftwerke praktisch keine Chance.

Ein ganzes Bündel weiterer Unwägbarkeiten macht Atomkraftwerke für jeden Investor zu einem Vabanque-Spiel. So sind die Fristen zwischen der Investitionsentscheidung und dem Start des kommerziellen Betriebs bei keiner anderen Kraftwerkstechnologie annähernd so lang. Es kann immense Planungsprobleme geben, Verzögerungen bei der Genehmigung, weil die zuständigen Behörden unter öffentlicher Beobachtung besonders penibel vorgehen, weil neue, sicherheitsrelevante Erkenntnisse eine Revision der Genehmigungsmodalitäten notwendig machen oder Atomkraftgegner vor den Gerichten obsiegen. Die Bauentscheidung über den jüngsten britischen Reaktor Sizewell B beispielsweise fiel 1979, der kommerzielle Betrieb startete 16 Jahre später. Wenn ein Prototyp in Betrieb geht, ist nicht einmal sicher, ob er die vorausberechnete Leistung wirklich erbringt, von der aber natürlich am Ende die Einnahmen abhängen. Wichtiger noch ist die Zuverlässigkeit, mit der der Reaktor über seine gesamte Betriebszeit zu Verfügung steht. Im Gegensatz zu den Kapitalkosten ist die so genannte Verfügbarkeit der Überprüfung zugänglich. Wann ein Atomkraftwerk in Betrieb ist und wie lange es wegen Revisionsarbeiten, wegen des Wechsels der Brennelemente oder infolge von Störfällen stillsteht, ist in der Regel bekannt. Die Verfügbarkeit berechnet sich aus den tatsächlich geleisteten Vollaststunden im Vergleich zu einem Betrieb des Meilers ohne jede Unterbrechung, angegeben in Prozent. Die von den Herstellern prognostizierten Verfügbarkeiten erwiesen sich dabei insbesondere bei den ersten Meilern einer Baureihe regelmäßig als zu hoch. Wenn ein Reaktor statt der vorhergesagten Verfügbarkeit von 90 nur 60 Prozent erreicht, steigen die Kosten um ein Drittel. Dazu kommen zusätzliche Wartungs- und Reparaturkosten. Nur etwa zwei Prozent aller Reaktoren erreichen Verfügbarkeiten von 90 Prozent oder mehr, etwa hundert kommen auf mehr als 80 Prozent.

Auch das während der euphorischen Aufbruchzeiten von den Betreibern gern verbreitete Versprechen, Atomkraftwerke würden praktisch automatisch laufen und deshalb gegenüber anderen Kraftwerken vergleichbarer Leistung günstigere laufende Kosten aufweisen, hat sich als zu optimistisch erwiesen. Zwar machen die Brennstoffkosten nur einen relativ geringen Anteil der Gesamtbelastungen aus. Sie erhöhen sich allerdings, wenn statt „frischer“ Uranoxid- so genannte Mischoxid-Brennelemente mit einem gewissen Anteil an Plutoniumoxid aus der Wiederaufbereitung zum Einsatz kommen. Dagegen sind Betrieb und Wartung kostenträchtig, weil im Vergleich etwa zu Gaskraftwerken erheblich höhere Personalkosten anfallen. In den USA wurden Ende der achtziger, Anfang der neunziger Jahre sogar einige Atomkraftwerke stillgelegt, weil es sich als günstiger erwies, neue Gaskraftwerke zu errichten und zu betreiben.

Im Vergleich zu anderen Kraftwerkstechnologien fallen bei Atomkraftwerken auch noch nach dem Betrieb über Jahrzehnte massiv Kosten an: für die Entsorgung der radioaktiven Abfälle, für die Überwachung der stillgelegten Meiler, schließlich für den Abriss der Reaktoren nach einer mehr oder weniger langen „Abklingzeit“. All diese Mittel müssen während des Betriebs verdient und für den viel späteren Einsatz gesichert werden. Die Kosten, die dabei und für die Versicherung gegen mögliche Unfälle aufgebracht werden, unterscheiden sich von Land zu Land. Erschwert wird ihre Abschätzung insbesondere dadurch, dass die normale Abdiskontierung über die hier erwarteten Zeiträume nicht funktioniert. Bei einer Diskontrate von 15 Prozent sind Kosten, die 15 Jahre oder mehr später anfallen, zu vernachlässigen. Da sie aber dennoch sicher in der realen Welt unserer Kinder anfallen werden, ist dies ein weiterer Ausgangspunkt von Unsicherheit bei der Reaktorfinanzierung und bei der Bestimmung der nuklearen Stromerzeugungskosten.

Die in einigen Ländern angelaufene Diskussion über eine mögliche Wiederbelebung der weltweiten Atomenergie-Konjunktur der siebziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts findet bisher keine Entsprechung in der Wirklichkeit. Jenseits der Debatte über verlängerte Reaktorlaufzeiten passiert wenig. Konkrete neue Projekte sind die absolute Ausnahme. Der weit überwiegende Teil der derzeit noch errichteten Kraftwerke basiert auf indischer, russischer oder chinesischer Technologie. Die führenden westlichen Hersteller schauen nach wie vor in gähnend leere Auftragsbücher. Das US-amerikani-

sche Unternehmen Westinghouse brachte es in einem Vierteljahrhundert auf eine einzige Reaktorbestellung. Für Framatome-ANP (zu 66 Prozent im Besitz des französischen Atomkonzerns Areva und zu 34 Prozent bei Siemens) und seine Vorgängerunternehmen ist der finnische Reaktor Olkiluoto die erste Bestellung überhaupt in etwa 15 Jahren. So wird die Debatte über eine Renaissance der Atomenergie mehr noch als von den Reaktorherstellern selbst von Politikern und Publizisten vorangetrieben, die glauben, mit Atomkraft und unter Beibehaltung hergebrachter energiewirtschaftlicher Strukturen kurzfristig Klimaschutz-Verpflichtungen besser einhalten oder Stromengpässen entgegen zu können. Das hat Folgen. Denn je intensiver Politik und Öffentlichkeit auf eine Wiederbelebung der Nukleartechnik drängen, umso unverkrampfter fordern die potenziellen Investoren staatliche Hilfestellung.

In den USA setzt die Bush-Administration nicht nur massiv auf die Laufzeitverlängerung des alternden Reaktorarsenals, sondern steuert nach dem Auftreten von Stromengpässen in wichtigen Bundesstaaten wie Kalifornien und spektakulären Netzzusammenbrüchen auch auf den Neubau von Atomkraftwerken zu. Die von der verheerenden Hurrikan-Saison des Jahres 2005 ausgelöste Debatte über die Klimaerwärmung heizt die Diskussion weiter an. Zu einem Reaktorneubau oder auch nur einem Bauantrag hat das bisher nicht geführt. Zwar bemühen sich mehrere Konsortien um eine kombinierte Lizenz zum Bau und Betrieb neuer Meiler. Doch ohne staatliche Unterstützung, werden sie nicht müde zu betonen, geht nichts. Allein die Genehmigungsprozedur für eine neue Baureihe wird voraussichtlich rund 500 Millionen Dollar verschlingen. Wie teuer die Reaktoren selbst werden, weiß bisher niemand. Vorsorglich verlangen die Unternehmen Milliardensubventionen vom Staat, die Präsident Bush mittlerweile avisiert hat. Das im Sommer 2005 im Kongress verabschiedete neue Energiegesetz stellt für die Atomenergie 3,1 Milliarden Dollar Finanzhilfen über einen Zeitraum von zehn Jahren in Aussicht. Damit soll der Staat unter anderem Risiken zur Absicherung möglicher Verzögerungen übernehmen. Schon zuvor hatten die potenziellen Investoren bei Bush eine Art Rundumsorglos-Paket eingefordert: Als Bedingung für ihr Engagement verlangten sie eine steuerfreie Finanzierung und die spätere Stromabnahme zu staatlich garantierten Preisen. Außerdem soll der Staat im Fall schwerer Unfälle haften und nicht zuletzt die Endlagerfrage lösen. In Frankreich hat der inzwischen teilprivatisierte Staats-

konzern EDF zwar nach langem Zögern im Jahr 2004 mit Flamanville im Departement Manche einen Standort für eine Pilotanlage des Europäischen Druckwasserreaktors EPR benannt. Die Neigung des Staates, für die Finanzierung wie gewohnt in Vorlage zu treten, ist gegenüber früheren Zeiten jedoch abgeflaut. Der frühere EDF-Chef Francois Roussely hat außerdem bekundet, es gehe in absehbarer Zeit beim Bau eines solchen Reaktors nicht so sehr um Strom, sondern darum, „die europäische industrielle Kompetenz in diesem Bereich zu erhalten“¹³. Mit anderen Worten, Hintergrund des Baus einer EPR-Pilotanlage in Frankreich ist nicht eine energie-, sondern eine industriepolitische Motivlage.

Politische Motive spielten auch bei der – im Vorfeld hoch umstrittenen – Entscheidung des finnischen Parlaments für einen neuen Meiler eine wesentliche Rolle. Als Treibsatz diente der seit zwei Dekaden unaufhörlich wachsende Stromhunger, der Finnland gegenüber dem EU-Durchschnitt einen mehr als doppelt so hohen Pro-Kopf-Stromverbrauch bescherte. Gleichzeitig wuchs in der Politik die Sorge, bei der Elektrizitätsversorgung in eine zu große Abhängigkeit von russischem Gas zu geraten, und die Befürchtung, die nationale Klimaschutz-Verpflichtung im Rahmen des Kyoto-Protokolls ohne verstärkten Einsatz der Atomenergie nicht einhalten zu können. Der Auftrag an den französisch-deutschen Reaktorbauer Framatome-ANP, an der finnischen Ostseeküste die Pilotanlage des Europäischen Druckwasserreaktors EPR zu errichten, kam schließlich vom Stromversorger TVO. Das Unternehmen gehört zu 43 Prozent der öffentlichen Hand. Spätestens seit dem offiziellen Baubeginn im August 2005 gilt das Projekt Olkiluoto 3 der internationalen Nuclear Community als Beweis, dass Atomkraft auch in einem liberalisierten Strommarkt wieder ein lohnendes Investment sein kann. An dieser Lesart sind Zweifel angebracht. Denn ob ein solcher Reaktor auch unter ganz normalen Wettbewerbsbedingungen eine Chance gehabt hätte, ist unwahrscheinlich.

Die Finanzierung wurde durch eine Konstruktion ermöglicht, bei der die rund 60 Teilhaber, zumeist Elektrizitätsversorger, im Gegenzug zu ihren Beteiligungen Abnahmegarantien für den später im Reaktor erzeugten Strom zu vergleichsweise hohen Preisen zeichneten. Außerdem vereinbarten TVO und Framatome-ANP einen Fixpreis für den „schlüsselfertigen“ Meiler, der sich auf 3,2 Milliarden

Euro belaufen soll. Eine solche, für den Käufer ebenso attraktive wie ungewöhnliche Vertragsgestaltung, war möglich, weil Framatome-ANP nach mehr als einem Jahrzehnt der EPR-Entwicklung um buchstäblich jeden Preis eine Bauentscheidung brauchte. Schon vor dem ersten Spatenstich zeichnete sich ab, dass das Hersteller-Konsortium Areva/Siemens einen ausgesprochen kühnen Kalkulationsrahmen setzte, um den Prototyp-Reaktor gegenüber fossilen Kraftwerken und anderen Bietern aus dem Atombereich auf die Siegerstraße zu bringen.

Zunächst wurde die Reaktorleistung schon während der EPR-Entwicklung in den neunziger Jahren immer weiter erhöht. Die schiere Größe sollte für Wirtschaftlichkeit sorgen. Nun ist der EPR mit einer projektierten Stromleistung von 1.750 Megawatt (brutto) und einem Output von 1.600 Megawatt das mit Abstand leistungsstärkste Atomkraftwerk der Welt – was im Übrigen die Integration in die meisten Stromnetze erheblich erschwert. Ein Bündel anderer Prognosen, die den Reaktor auf dem Papier gegenüber anderen, auch nicht-nuklearen Optionen konkurrenzfähig machten, könnte sich als schwer einzulösender Wechsel auf die Zukunft erweisen. Versprochen wurde: eine Bauzeit von nur 57 Monaten, eine Verfügbarkeit von 90 Prozent, ein Wirkungsgrad von 36 Prozent, eine technische Lebensdauer von 60 Jahren, ein gegenüber Vorgängerreaktoren um 15 Prozent verringerter Uranbedarf sowie gegenüber heutigen Meilern erheblich verringerte Betriebs- und Wartungskosten.

Jede einzelne dieser Vorgaben gilt unter Fachleuten als extrem optimistisch. Weder die angestrebte Bauzeit noch die versprochene Verfügbarkeit wurden von früheren Pilot-Meilern je erreicht. Voraussichtlich wird aber auch dieses deutsch-französische Gemeinschaftswerk nicht von Bauverzögerungen, Kinderkrankheiten im frühen Betrieb und ungeplanten Abschaltungen verschont bleiben. Trotzdem sollen die Betriebs- und Wartungskosten geringer ausfallen als bei heute laufenden Standardreaktoren und zwar über eine Laufzeit von 60 Jahren. Gleichzeitig sollen zusätzliche Sicherheitseinrichtungen wie der so genannte „Core-Catcher“ den EPR sicherer, aber nicht teurer machen als seine Vorgänger.

Dass sich alle diese Zukunftsversprechen in Olkiluoto realisieren lassen, scheint nahezu ausgeschlossen. Schon unter optimaler Einhaltung aller Vorgaben – etwa über die Bauzeit – gilt der kalkulierte Preis von 3,2 Milliarden Euro als geschönt. Er sollte ursprünglich

erst bei einer „Serienproduktion“ von etwa zehn Reaktorblöcken erreicht werden. Die ist jedoch nicht einmal am Horizont erkennbar. In anderen Wirtschaftsbereichen gibt es für eine derartige Preisgestaltung deshalb einen klaren Begriff: Dumping.

Sollten die Baukosten tatsächlich davonlaufen, wird das Geschäft wegen des mit dem finnischen Kunden vereinbarten Fixpreises für Framatome-ANP rasch zum ökonomischen Alptraum. Dann wird der Ruf nach dem Staat nicht lange auf sich warten lassen. Wie schon im Vorfeld, bei der Absicherung der Finanzierung. Da spielte die Bayerische Landesbank mit Sitz in München und zu fünfzig Prozent im Besitz des Freistaates Bayern, wo auch der Reaktorbauer Siemens seinen Hauptsitz hat, eine wichtige Rolle. Sie ist Partner eines internationalen Konsortiums, das den finnischen EPR mit einem zinsverbilligten Kredit (berichtet wird von einem Zinssatz von 2,6 Prozent) in Höhe von 1,95 Milliarden Euro fördert. Die französische Regierung griff der Framatome-ANP-Mutter Areva mit einer – eigentlich für Investitionen in politisch und wirtschaftlich instabilen Ländern reservierte – Exportkreditgarantie in Höhe von 610 Millionen Euro über die Exportkreditagentur Coface unter die Arme. Die European Renewable Energies Federation (EREF) hat wegen der offensichtlich konzertierten Unterstützung aus mehreren besonders an dem Projekt interessierten Staaten bei der EU-Kommission eine Beschwerde wegen Verletzung der europäischen Wettbewerbsregeln eingereicht.

Fest steht demnach: Auch die Entscheidung für den finnischen Reaktor wäre ohne staatliche Unterstützung anders ausgefallen. In diesem Fall kommt die Hilfe aus den Ländern der Hersteller und dem Land des Käufers. Offensichtlich ist die Atomenergie nur dort konkurrenzfähig, wo Subventionen in erheblicher Höhe zugesprochen werden. Oder in Staaten, in denen die Nukleartechnologie mehr oder weniger Teil der Staatsdoktrin ist, die Kosten also eine untergeordnete Rolle spielen. Wo auch immer in Zukunft in einem funktionierenden marktwirtschaftlichen Umfeld ein Reaktorneubau ins Auge gefasst wird, muss deshalb damit gerechnet werden, dass die Investoren staatliche Hilfe in Anspruch nehmen: zur Absicherung gegen Kostensteigerungen beim Bau, während des Betriebs gegen unerwartet lange Stillstandszeiten, bei Schwankungen der Brennstoffkosten und wegen der nur schwer zu kalkulierenden Stilllegungs-, Abriss- und Entsorgungskosten. Schließlich müssen und werden Staaten die Folgen jedes künftigen schweren Unfalls mit

massiver Radioaktivitätsfreisetzung zu bewältigen versuchen. Kein Unternehmen der Welt kann das allein. Versicherungen übernehmen einen von Land zu Land unterschiedlichen, angesichts der zu erwartenden Gesamtkosten aber in jedem Fall eher lächerlichen Teil der Schäden.

Damit nimmt die Atomtechnik eine beispiellose Sonderrolle ein. Ein halbes Jahrhundert nach ihrem mit Milliardensubventionen gezündeten, kommerziellen Start verlangen, benötigen und erhalten ihre Protagonisten für den Neustart weiter staatliche Subventionen. Gerade so, als gehe es um die Anschubfinanzierung zu ihrer Markteinführung. Gefordert und befürwortet wird dieses außergewöhnliche Vorgehen erstaunlicherweise auch und besonders von Politikern, die sonst stets und gerade in der Energiepolitik gar nicht laut genug nach „mehr Markt“ rufen können. Es sind dieselben, die in vielen Industriestaaten mit Argumenten aus der reinen Marktlehre gegen tatsächliche Markteinführungshilfen für die erneuerbaren Energien aus Sonne, Wind, Wasser, Biomasse oder Geothermie zu Felde ziehen. Es gibt jedoch einen entscheidenden Unterschied: Atomenergie hat ihre Zukunft hinter sich, die Erneuerbaren haben sie vor sich.

10 Fazit:

Renaissance der Ankündigungen

Unter dem Eindruck sich verstärkender Klima- und Energiekrisen erlebt die Diskussion über die Atomenergie in einer Reihe wichtiger Staaten eine Neuauflage. Angeheizt von Reaktorherstellern und ihren publizistischen Lautsprechern ist die These von der „Renaissance der Atomenergie“ auch Ausdruck einer bevorstehenden, fundamentalen Entscheidungssituation. Die Masse der während der ersten und bis heute letzten Atomenergiekonjunktur weltweit errichteten Atomkraftwerke nähert sich ihrer projektierten technischen Altersgrenze. In den kommenden zehn Jahren und vor allem in der darauf folgenden Dekade muss die plangemäß rasch schrumpfende nukleare Kraftwerkskapazität ersetzt werden. Zur Debatte stehen neue, nicht-nukleare Kraftwerke oder die Verlängerung der Atomstromproduktion in die Zukunft. Ohnehin beschäftigt einige der wichtigsten Länder mit Atomenergie die Frage, ob sie ihre alten Meiler über die ursprünglich geplante Laufzeit hinaus am Netz halten wollen. Diese Option ist attraktiv für Stromunternehmen, die so milliardenschwere Investitionsentscheidungen stornieren und von

den günstigen laufenden Stromproduktionskosten abgeschriebener Altreaktoren profitieren können. Das damit unausweichlich verbundene zusätzliche Risiko ist für den einzelnen Manager subjektiv kalkulierbar: Er rechnet nicht mit dem schweren Unfall, ausgerechnet in einem Atomkraftwerk seines Unternehmens und ausgerechnet unter seiner Verantwortung. Darin liegt der Unterschied zu den Interessen der Allgemeinheit. Laufzeitverlängerungen erhöhen das Katastrophenrisiko überproportional. Wenn alle oder viele Atomkraftwerke länger betrieben werden, wächst das Risiko insgesamt erheblich.

Die bevorstehenden Entscheidungen über die Frage, wie die globale Energieversorgung in einer von Bevölkerungswachstum und extremem Wohlstandgefälle geprägten Welt nachhaltig gestaltet werden kann, weist über die Frage des künftigen Umgangs mit der Atomenergie weit hinaus. In der Verantwortung stehen alle entwickelten Industriestaaten und viele Schwellenländer, die die Atomenergie bisher überhaupt nicht oder nicht in nennenswertem Umfang nutzen. Sicher ist schon jetzt: Die neue Struktur wird nicht mehr ausschließlich, vermutlich nicht einmal mehr vorrangig auf großen Kraftwerkseinheiten basieren. Sicher ist darüber hinaus: Die Zukunft liegt nicht in einer aus den Interessen der traditionellen Energiewirtschaft geborenen Wiederbelebung einer Risiko-Technologie aus der Mitte des vergangenen Jahrhunderts.

Bis heute gibt es keine Renaissance der Atomenergie. Was es gibt, ist eine Renaissance der Ankündigungen über die Atomenergie. Im Vorfeld des zwanzigsten Jahrestages des Desasters von Tschernobyl gibt es auch eine Renaissance der Auseinandersetzung über diese Art der Energiegewinnung und – bei manchen – eine Renaissance der Hoffnungen. Es gibt die Wiederbelebung der politisch-gesellschaftlichen Debatte in einer Reihe für die Zukunft der Atomenergie wichtiger Staaten. Ihr Ausgang ist ungewiss. Ein Kraftwerksprojekt in Finnland beweist nichts. Die bisher bekannten, auf der Welt beschlossenen Neubauprojekte reichen nicht einmal aus, den Beitrag der Atomenergie zur globalen Stromproduktion konstant zu halten, nicht im absoluten Maßstab und im relativen erst recht nicht. Neue Atomkraftwerksprojekte existieren bisher nur, wo diese Form der Stromerzeugung Teil der Staatsdoktrin ist; oder dort, wo staatliche Stellen bereit sind, bei der Absicherung sicherheitstechnischer und finanztechnischer Risiken in Vorlage zu treten. Wer heute neue

Atomkraftwerke bauen will oder – wie in den Vereinigten Staaten – von der Politik dazu angehalten wird, braucht den Staat fast so sehr wie die Pioniere der Atomenergie in den sechziger Jahren des 20. Jahrhunderts.

Es klingt nur paradox: Die Markteinführung der Kernenergie gelang seinerzeit, weil es einen Strommarkt nicht gab, der sie hätte unwirtschaftlich machen können. Weil die Bereitstellung von Elektrizität nach damaliger Lesart einerseits wegen des Netzmonopols insgesamt als „natürliches Monopol“ galt und andererseits zur öffentlichen Daseinsvorsorge gehörte, wurde sie von staatseigenen oder staatsnahen, jedenfalls monopolartigen Unternehmen getragen. In den meisten Industrieländern war es denn auch der Staat, der anfangs aus offen oder verdeckt militärischen, später aus gemischten oder ausschließlich industriepolitischen Motiven bei der Einführung der Atomenergie den Takt bestimmte. Die öffentliche Hand übernahm die immensen Kosten für Forschung, Entwicklung und Markteinführung der neuen Technologie entweder direkt selbst, oder er stellte über seinen Einfluss auf die Strompreisgestaltung der Elektrizitätsversorger ihre Überwälzung auf die Verbraucher sicher. In einem liberalisierten, funktionierenden Strommarkt ist der Zubau neuer Atomkraftwerke für die Unternehmen bis heute nicht attraktiv. Es gibt günstigere Optionen, mit nicht annähernd vergleichbaren ökonomischen Risiken. Deshalb werden in einem marktwirtschaftlichen Umfeld auch dann keine neuen Atomkraftwerke gebaut, wenn Strombedarf und Kraftwerksleistung insgesamt zunehmen – es sei denn, die öffentliche Hand übernimmt wieder, wie einst bei der Einführung der Atomenergie, einen Großteil der Risiken. Das ist der finnische Weg. Er ist auch deshalb nicht verallgemeinerungsfähig, weil in einem funktionierenden Kraftwerks-Herstellermarkt die Konkurrenten aus anderen Branchen die einseitige staatliche Alimentierung einer fünfzig Jahre alten Technologie auf Dauer nicht tatenlos hinnehmen werden. Das finnische Projekt beschreitet auch insofern einen Sonderweg, als der Reaktorbauer Framatome-ANP fast zwanzig Jahre nach dem Entwicklungsstart des Europäischen Druckwasserreaktors EPR endlich einen Demonstrationsmeiler vorzeigen will und die Unternehmensmütter Areva und Siemens dafür offenbar bereit sind, finanzielle Risiken in beträchtlicher Höhe in Kauf zu nehmen. Zur Erinnerung: 1992 hatten Siemens und Framatome den gemeinsamen Meiler vollmundig als „deutsch-französisches Kernkraftwerk für Europa und den Welt-

markt“ angepriesen, das zunächst die „Heimatmärkte“ beidseits des Rheins und danach die „Drittländer“ erobern sollte.¹⁴ Für die beiden Pilotreaktoren sollte der erste Spatenstich bis 1998 erfolgen. Und schon 1990 hatte die deutsche *Wirtschaftswoche* unter der Schlagzeile „Nukleare Renaissance“ das Ende der atomaren Dauerflaute verkündet.

Eine unvoreingenommene Neubewertung aller Aspekte der Atomenergie führt auch heute, zu Beginn des 21. Jahrhunderts, zu einem eindeutigen Ergebnis. Es ist im Wesentlichen dasselbe wie vor 30 Jahren. Die Katastrophenrisiken, die die Atomenergie damals zur umstrittensten Form der Stromerzeugung gemacht haben, sind nicht verschwunden. Die neuen terroristischen Gefahren schließen eine Ausweitung dieser Technologie in unsichere Weltregionen kategorisch aus. Der globale Ausbau der nuklearen Stromerzeugung würde noch schneller als die Aufrechterhaltung des Status quo zur Verknappung des Brennstoffs Uran führen – oder aber den flächendeckenden Umstieg auf die Brütertechnologie erzwingen. Eine solche technologische Neuausrichtung wäre gleichbedeutend mit der endgültigen Festlegung der Atomtechnologie auf den so genannten Plutoniumpfad. Sie würde das Risiko katastrophaler Unfälle, terroristischer Angriffe und der Weiterverbreitung von Atomwaffen auf eine neue, noch kritischere Ebene heben. Nicht zuletzt deshalb haben in der Vergangenheit fast alle Staaten den Brüterpfad nach ersten Rückschlägen aufgegeben. Ob mit oder ohne Brütertechnologie – auch das Endlagerproblem ist nicht bewältigt. Eine Lösung wird kommen müssen, schon weil die Abfälle nun einmal in der Welt sind. Aber sie wird nur eine relative Lösung sein können. Das allein wäre ein ausreichender Grund, dieses Menschheitsproblem nicht dadurch zu verschärfen, dass man das Müllvolumen vergrößert.

Die Atomenergie kann auch das Klimaproblem nicht lösen. Selbst eine Verdreifachung der globalen Nuklearkapazität bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts würde nur einen bescheidenen Beitrag zur Klimaentlastung leisten. Sie wäre mangels industrieller Kapazitäten, wegen der immensen Kosten und einer Vervielfachung der mit ihr verbundenen Risiken ebenso unrealistisch wie unverantwortlich.

¹⁴ Adolf Hüttl: *Ein deutsch-französisches Kernkraftwerk für Europa und den Weltmarkt*, Vortrag bei der Wintertagung des Deutschen Atomforums, Bonn 1992, Manuskript.

Vorgezeichnet und viel wahrscheinlicher ist dagegen angesichts der Alterstruktur der laufenden Kraftwerke, dass die globale Reaktorleistung in den kommenden Jahrzehnten erheblich sinkt. Gleichzeitig ergeben robuste Schätzungen, dass eine globale Energiestrategie, die vor allem auf mehr Effizienz in Energiewirtschaft, Industrie, im Transportsektor und bei der Wärmebereitstellung setzt und die erneuerbaren Energien konsequent entwickelt, in der Lage ist, die CO₂-Reduktionsforderungen der Klimaforscher einzulösen – auch ohne Rückgriff auf die Atomenergie. Die damit verbundene Herausforderung ist freilich beispiellos und erfordert nicht weniger als eine Weltklimapolitik, bei der alle für die globalen Treibhausgas-Emissionen wesentlichen Staaten mitziehen. Der behauptete Zielkonflikt „Klimaschutz oder Atomausstieg“ bleibt dennoch – abgesehen von regionalen und zeitlich befristeten Sonderfällen – nichts weiter als eine aus den Interessen der Atomenergiewirtschaft geborene Schimäre.

Wir haben gesehen: ohne massive staatliche Interventionen wird es eine Wiederbelebung der Atomtechnik in absehbarer Zeit nicht geben. Das heißt freilich nicht, dass sie ausgeschlossen ist. Denn mehr als die Stromwirtschaft, die vor allem alte, abgeschriebene Investments weaternutzen will, ist es die Politik, die unter dem Eindruck galoppierender Energiepreise und in Erwartung harter Klimaschutzverpflichtungen die Atomenergie ins Spiel bringt. Beide Elemente treiben seit Jahren die Debatte in den USA, sie waren der Auslöser für den Reaktorneubau in Finnland, für die Offensive zum Ausstieg aus dem Atomausstieg in Deutschland und neuerdings die Neubaudiskussion in Großbritannien. Politiker neigen dazu, in den Strukturen und mit den Akteuren weiterzumachen, die sie kennen. Manche von ihnen werden sich deshalb nicht scheuen, mehr als ein halbes Jahrhundert nach dem Start der kommerziellen Stromproduktion in Atomkraftwerken noch einmal Markteinführungshilfen für die Atomenergie zu gewähren – als sei das das Normalste der Welt.

Überall wo es so kommt, wird die Neubaudiskussion voll entbrennen. Neue Reaktoren werden weder nachhaltig die Klimaerwärmung eindämmen, noch dauerhaft die Energiepreise dämpfen können. Sie werden stattdessen die mit der Energieerzeugung verbundenen Katastrophenrisiken weiter verschärfen und von den Klimaschutzstrategien ablenken, die wirklich Entlastung bringen. Mit

anderen Worten: Wie zu Hochzeiten der ersten Atomenergie-
diskussion in den siebziger und achtziger Jahren des 20. Jahr-
hunderts werden die Atomkraftgegner die besseren Argumente auf
ihrer Seite haben.



KAPITEL 2

DIE RISIKEN VON ATOMREAKTOREN

Von Antony Froggatt



Bei Apach (Frankreich) entgleisten drei Spezial-Waggons auf dem Weg in die britische Wiederaufbereitungsanlage Sellafield. Die hochradioaktive Ladung bestand aus je sechs abgebrannten Brennelementen aus dem AKW Emsland. Der Unfall passierte bei Rangierarbeiten bei niedriger Geschwindigkeit, was eine katastrophale radioaktive Freisetzung verhinderte. © Becker+Bredel/Greenpeace

1 Einleitung

Dieser Text basiert ausschließlich auf dem im April 2005 von Greenpeace International veröffentlichten Bericht „Nuclear Reactor Hazards, Ongoing Dangers of Operating Nuclear Technology in the 21st Century“ (GREENPEACE 2005). Der erste Teil befasst sich zunächst mit den Charakteristika und inhärenten Schwachstellen der wichtigsten heute betriebenen Reaktortypen sowie den Risiken neuer Reaktortypen, der zweite Teil diskutiert das Problem der „Alterung“ der in Betrieb befindlichen Reaktoren, und im dritten und abschließenden Teil geht es um die Gefährdung nuklearer Anlagen durch den Terrorismus. Die wichtigsten Schlussfolgerungen sind:

- Alle in Betrieb befindlichen Reaktoren weisen schwerwiegende inhärente Sicherheitsmängel auf, die sich auch durch nachträgliche Verbesserungen der Sicherheitsmaßnahmen nicht beheben lassen.
- Ein größerer Unfall in einem Leichtwasserreaktor – der großen Mehrheit der Reaktoren – kann zu radioaktiven Freisetzungen führen, die das Mehrfache dessen betragen, was beim Tschernobyl-Unfall freigesetzt wurde (und über das Tausendfache dessen, was bei der Explosion einer Atombombe freigesetzt wird).
- Die als prinzipiell sicher gepriesenen neuen Reaktortypen leiden nicht nur unter ganz eigenen spezifischen Sicherheitsproblemen, ihre Entwicklung würde auch – bei mehr als ungewissen Ergebnissen – enorme Summen verschlingen.
- Das Durchschnittsalter der Reaktoren weltweit liegt bei rund 21 Jahren, und viele Länder planen, die Laufzeit ihrer Reaktoren über die ursprünglich geplante Betriebsdauer hinaus zu verlängern. Längere Laufzeiten führen zum Verschleiß kritischer Komponenten und damit zu einem höheren Risiko ernsthafter Zwischenfälle. Angesichts unseres begrenzten Wissens über altersbedingte Abnutzungsprozesse lassen sich diese nur schwer vorhersagen.
- Im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte haben die nuklearen Energieversorger ihre Investitionen in Sicherheitsmaßnahmen reduziert und Personal abgebaut. Parallel dazu steigern sie die Reaktorleistung durch die Erhöhung des Reaktordrucks, der Betriebstemperatur und des Abbrands, was die Alterung beschleunigt und Sicherheitsabstände vermindert. Dazu kommt,

dass die Atomaufsichtsbehörden nicht immer in der Lage sind, auf diese Änderungen angemessen zu reagieren.

- Atomreaktoren lassen sich nicht ausreichend gegen Terroranschläge schützen. Neben dem Absturz eines Verkehrsflugzeugs auf ein Atomkraftwerk gibt es mehrere andere Szenarien, die zu einem größeren Reaktorunfall führen können.

2 Kommerzielle Reaktortypen und ihre Mängel

Anfang 2005 waren weltweit 441 Atomkraftwerke in insgesamt 31 Ländern in Betrieb. Ungeachtet mehrerer Dutzend unterschiedlicher Reaktortypen und -größen lassen sich die gegenwärtig in Betrieb oder der Entwicklung befindlichen Anlagen in vier grobe Kategorien unterteilen:

- **Generation-I-Reaktoren** waren Prototypen kommerzieller Reaktoren, die in den fünfziger und sechziger Jahren entwickelt wurden und bei denen es sich um modifizierte oder vergrößerte militärische Reaktoren handelte, die ursprünglich für den Antrieb von Unterseebooten oder zur Plutoniumerzeugung gebaut wurden.
- Als **Generation-II-Reaktoren** wird die große Mehrzahl der heute im kommerziellen Betrieb befindlichen Reaktoren klassifiziert.
- **Generation-III-Reaktoren** werden derzeit in einigen Ländern, insbesondere in Japan, gebaut.
- **Generation-IV-Reaktoren** werden gegenwärtig mit dem Ziel einer kommerziellen Nutzung in 20 bis 30 Jahren entwickelt.

2.1 Generation I

Die frühen sowjetischen Reaktortypen, die **WWER 440-230s**, werden als Generation I klassifiziert. Diese Reaktoren, die unter Druck stehendes Wasser als Kühlmittel nutzen, weisen dasselbe Grunddesign wie der Druckwasserreaktor (DWR) auf, dem weltweit am weitesten verbreiteten Reaktortyp (siehe Generation II). Allerdings leiden die WWER 440-230s unter so signifikanten und schwerwiegenden bau-typischen Mängeln, dass die G8 und die EU eine wirtschaftliche und akzeptable sicherheitstechnische Modernisierung dieser Reaktoren für ausgeschlossen halten. Während in Mitteleuropa alle Reaktoren dieses Bautyps bis Ende des Jahrzehnts stillgelegt werden sollen, dürften die russischen WWERs aller Wahrscheinlichkeit nach weiter betrieben werden. Anlass zur Sorge bereitet insbesondere das Feh-

len eines sekundären Containment- und eines ausreichenden Notkühlsystems.

Der zweite Generation-I-Reaktortyp, der noch in Betrieb ist, ist der britische **Magnox-Reaktor** – ein gasgekühlter und graphitmoderierter Natururanreaktor. Aufgrund der geringen Leistungsdichte haben Magnox-Reaktoren einen vergleichsweise großen Reaktorkern. Im Primärkreislauf zirkuliert Kohlendioxidgas.

Der Reaktorkern befindet sich innerhalb eines voluminösen Druckbehälters. Einige Magnox-Reaktoren sind mit korrosionsanfälligen Druckbehältern aus Stahl ausgerüstet. Dazu kommt noch das Problem der thermischen Alterung und der Materialversprödung durch Neutronenstrahlung.

Spröbruch des Druckbehälters könnte zu einem Kompletterverlust des Primärkühlmittels und in der Folge zu einer massiven Freisetzung radioaktiver Stoffe führen. Obwohl aus diesen und anderen Gründen bereits mehrere Magnox-Anlagen stillgelegt wurden, werden etliche andere bis 2010 weiter betrieben und damit eine Gesamtlaufzeit von rund 40 Jahren erreichen.

Da Generation-I-Reaktoren kein sekundäres Containmentsystem haben – das den Reaktorkern vor externen Ereignissen schützt und im Falle eines Unfalls die Freisetzung von Radioaktivität verhindern soll –, geht von diesen Reaktoren ein hohes Risiko massiver radioaktiver Freisetzungen aus. Aufgrund dieser zahlreichen Sicherheitsmängel müssen die britischen Magnox-Reaktoren als besonders gefährlich eingestuft werden.

2.2 Generation II

In diese Klasse gehört unter anderem der weltweit wohl berüchtigtste Bautyp, der russische **RBMK-Reaktor**. Dabei handelt es sich um einen graphitmoderierten Siedewasser-Druckröhrenreaktor, wie er auch in Tschernobyl zum Einsatz kam, wo sich 1986 der bislang schwerste Unfall bei der friedlichen Nutzung der Atomenergie ereignete. Dieser Reaktor weist neben mehreren grundsätzlichen Designproblemen, namentlich einem positiven Void-Koeffizienten und Kerninstabilität, eine Reihe weiterer Schwächen auf, die diese Probleme noch verstärken – wobei insbesondere die große Anzahl der Druckröhren (1693 im RBMK-1000) zu erwähnen ist.

Ein Teil der Bauartmängel der RBMKs wurde auf Grundlage der Erfahrungen aus dem Tschernobyl-Unfall behoben, so wird inzwischen höher angereichertes Uran eingesetzt und die Regelstäbe

wurden modifiziert (Donderer 1996; Butcher 2001). Allerdings bleiben aufgrund technischer und ökonomischer Gründe andere Probleme bestehen. Beispielsweise verfügen nur zwei der noch in Betrieb befindlichen RBMK-Reaktoren über voll unabhängige sekundäre Abschaltssysteme, was heißt, dass die anderen Einheiten den IAEA-Sicherheitsanforderungen nicht entsprechen (IAEA 1999).

RBMK-Reaktoren enthalten nicht nur mehr Zirkalloy im Kern als sämtliche andere Reaktortypen (über 50 Prozent mehr als ein konventioneller Siedewasserreaktor), sondern auch große Mengen an Graphit (über 1700 Tonnen). Ein Graphitbrand kann einen Störfall massiv verschlimmern – und Graphit kann bei höheren Temperaturen heftig mit Wasser reagieren und explosiven Wasserstoff erzeugen.

Der Ausfall einer einzelnen Druckröhre in einem RBMK hat nicht notwendigerweise katastrophale Auswirkungen. Doch die große Anzahl von Röhren und Leitungen bedingt eine entsprechend hohe Anzahl an Schweißstellen und bildet ein System, das sich nur schwer inspizieren und warten lässt. Aufgrund der verbesserten Fähigkeit der Containmentsysteme der RBMKs zur Druckentlastung können heute simultane Brüche von bis zu neun Druckröhren beherrscht werden. Allerdings können bei einem Kühlmittelverlustunfall so hohe Temperaturen erreicht werden, dass es in bis zu 40 Röhren zu einem Bruch und in der Folge zur Zerstörung des gesamten Reaktorkerns kommen könnte (Butcher 2001).

Aufgrund der prinzipiellen bauartbedingten Schwächen dieser Reaktoren beschloss die internationale Gemeinschaft, sie als „nicht modernisierbar“ zu deklarieren und ihre Stilllegung anzustreben. Während in Litauen und der Ukraine RBMK-Reaktoren stillgelegt wurden beziehungsweise werden sollen, plant Russland offenbar, die Laufzeit seiner RBMK-Reaktoren zu verlängern, statt sie, wie vom Westen gefordert, vorzeitig stillzulegen.

Der am weitesten verbreitete Bautyp ist der **Druckwasserreaktor** (DWR), von dem sich derzeit weltweit 215 in Betrieb befinden. Da das DWR-Design ursprünglich als Antrieb für militärische U-Boote entwickelt wurde, sind die Reaktoren bei – im Vergleich zu anderen Reaktortypen – hoher Energieabgabe sehr klein. Das bedingt aber auch eine im Vergleich zu anderen Reaktortypen hohe Temperatur des Kühlwassers und einen hohen Druck im Primärkreislauf des Reaktors, was einer stärkeren Korrosion der Komponenten Vorschub leistet und dazu führt, dass inzwischen insbesondere die

Dampferzeuger häufig ersetzt werden müssen. Druckwasserreaktoren werden mit niedrig angereichertem Uran betrieben.

Eine umfangreiche Dokumentation liegt heute zum Problem der Rissbildung im Reaktordruckbehälterdeckel vor. Dieser auf dem Reaktordruckbehälter aufliegende Deckel enthält die Röhren, durch die die Regelstäbe zur Kontrolle der Kettenreaktion in den Reaktorkern eingeführt werden. Nachdem in den frühen neunziger Jahren in den Druckbehälterdeckeln einiger Reaktoren in Frankreich erstmals Risse auftauchten, wurden bei weltweiten Untersuchungen ähnliche Probleme in Schweden, der Schweiz und den Vereinigten Staaten festgestellt. Der bislang schwerwiegendste Fall war im Davis-Besse-Reaktor in Ohio, USA, bei dem die Rissbildung trotz Routineprüfungen über ein Jahrzehnt hinweg unbemerkt blieb und der Riss, als er schließlich doch entdeckt wurde, den 160 mm dicken Druckbehälter durchzog und nur noch die fünf Millimeter dicke Stahlmantelung – die sich bereits unter dem Druck ausbeulte – einen Bruch des Primärkühlsystems und damit des wichtigsten Sicherheitsmechanismus verhinderte.

Obwohl Druckwasserreaktoren von allen kommerziellen Reaktortypen die höchste Anzahl an Betriebsjahren auf sich vereinen, tauchen immer wieder neue Probleme auf, was sich aufgrund des Alterungsprozesses noch verschärfen könnte, wenn die Anlagen über die ursprünglich geplante Laufzeit hinaus betrieben werden.

Der russische **WWER**-Reaktortyp ähnelt von seiner Bauweise und Geschichte her dem Druckwasserreaktor. Gegenwärtig befinden sich von den drei wichtigsten WWER-Reaktortypen insgesamt 53 Einheiten in sieben osteuropäischen Ländern im Einsatz. Der älteste Bautyp, der WWER 440-230, wurde bereits oben erwähnt und wird als Generation-I-Reaktor klassifiziert.

Mit der Generation-II-Baureihe, dem WWER 440-213, wurde ein verbessertes Notkühlsystem eingeführt, das zwar über kein vollständiges sekundäres Containment, aber zumindest über ein System verfügt, das darauf ausgelegt ist, freigesetzte Radioaktivität durch einen Blasenkondensationsturm zurückzuhalten, den Reaktorkern aber nicht vor externen Ereignissen schützt.

Obwohl der dritte WWER-Bautyp, der 1000-320, weitere Neuerungen und eine Leistungssteigerung auf 1000 MW brachte, gilt der Bautyp als unsicherer als moderne Druckwasserreaktoren. Nach der Wiedervereinigung Deutschlands wurde aufgrund sicherheitstechnischer und wirtschaftlicher Überlegungen beschlossen, sämtliche

in Ostdeutschland betriebenen WWERs stillzulegen oder den Bau daran einzustellen.

Der nach dem Druckwasserreaktor am weitesten verbreitete – und auf diesem basierende – Reaktortyp ist der **Siedewasserreaktor** (SWR), vom dem weltweit 90 Einheiten in Betrieb sind. Die Modifikationen gegenüber dem DWR zielten auf eine Vereinfachung des Designs und eine höhere thermische Effizienz durch die Reduzierung auf einen einzigen Kreislauf und die Erzeugung des Dampfes direkt im Reaktorkern ab, was allerdings kaum Sicherheitsgewinne gebracht hat. Abgesehen davon, dass SWRs die meisten riskanten Eigenschaften mit DWRs teilen, weisen sie noch eine Reihe zusätzlicher Schwachstellen auf.

Siedewasserreaktoren haben eine hohe Energiedichte im Kern sowie einen hohen Druck und hohe Temperaturen im Kühlkreislauf, wobei alle diese Parameter etwas geringer als in Druckwasserreaktoren ausfallen. Im Gegenzug ist das Notkühlssystem weitaus komplexer und werden die Regelstäbe von unten in den Reaktorkern eingeführt. Da deshalb bei einer Notabschaltung im Gegensatz zu Druckwasserreaktoren die Schwerkraft nicht genutzt werden kann, sind zusätzliche aktive Sicherheitssysteme erforderlich.

In vielen Siedewasserreaktoren wurden massive Korrosionsprobleme beobachtet. In den frühen neunziger Jahren wurden bei einer Reihe deutscher Siedewasserreaktoren zahlreiche Rissbildungen festgestellt, und zwar in einem Rohrleitungsmaterial, das als resistent gegen die sogenannte Spannungsrisskorrosion galt.

Im Jahr 2001 trat ein weiteres anhaltendes Problem von Siedewasserreaktoren zutage: Rohrleitungsbrüche in den Reaktoren Hamaoka 1 (Japan) und Brunsbüttel (Deutschland), in beiden Fällen verursacht durch die Explosion eines Wasserstoff/Sauerstoff-Gemischs, das sich durch Hydrolyse im Kühlwasser gebildet hatte. Falls eine Knallgasexplosion zentrale Komponenten des Kontroll- und Sicherheitssystems des Reaktors und/oder die Containmenthülle beschädigt, wird das zu einem schwerwiegenden Unfall mit einer katastrophalen Freisetzung von radioaktiven Stoffen (vergleichbar der des Tschernobyl-Unfalls) führen.

Der dritthäufigste derzeit in Betrieb befindliche Reaktortyp ist der **Schwerwasser-Druckwasserreaktor** (PHWR, Pressurized Heavy Water Reactor) mit derzeit 39 operativen Einheiten in sieben Ländern. Der wichtigste Bautyp ist der kanadische CANDU-Reaktor, ein schwerwassergekühlter und -moderierter Druckröhren-Natururan-



Störfall im AKW Brunsbüttel. Nach einer Wasserstoff-Explosion zerstörtes Rohr in der Nähe des Reaktorkerns. Der damalige Betreiber, die HEW (heute Vattenfall-Konzern), informierte die Öffentlichkeit erst zwei Monate später und verweigert bis heute Akteneinsicht. © Greenpeace

reaktor. Das primäre Reaktorgefäß enthält 390 einzelne Druckröhren. Der Bautyp weist einige inhärente Konstruktionsmängel auf, insbesondere einen positiven Void-Koeffizienten, was bedeutet, dass bei einem Kühlmittelverlust die Reaktorreaktivität zunimmt. Weil Natururan als Brennstoff verwendet wird, ist das Uranvolumen im Kern signifikant höher, was zu Instabilitäten führen kann. Außerdem sind die Druckröhren, die die Uranstäbe enthalten, einem signifikanten Neutronenbeschuss ausgesetzt, und in Kanada hat die Erfahrung gezeigt, dass sie in Folge davon ermüden, was in manchen Fällen bereits nach nur 20 Jahren Laufzeit kostspielige Reparaturprogramme erforderlich gemacht hat.

Diese und andere Betriebsprobleme haben den CANDU-Reaktoren gewaltige sicherheitstechnische und ökonomische Probleme beschert. Im Juni 1990 waren sechs der zehn Reaktoren mit der weltweit höchsten Laufzeitleistung CANDU-Reaktoren, vier davon von Ontario Hydro. Binnen der nächsten sechs Jahre fiel die Leistungsausnutzung der CANDUs aufgrund eines Vorgangs, den eine Fachzeitschrift als „Wartungskernschmelze“ bezeichnete, jedoch drastisch ab, und in den späten neunziger Jahren beschloss Ontario Hydro, den Betrieb von acht seiner CANDU-Reaktoren auszusetzen oder auf unbestimmte Zeit hinauszuschieben (allerdings wurden seitdem einige dieser Reaktoren wieder in Betrieb genommen).

Fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren (AGR, Advanced Gas Reactor) befinden sich ausschließlich in Großbritannien in Betrieb und stellen eine modifizierte und modernisierte Version des Magnox-Reaktors dar, die nichtsdestotrotz einige der inhärenten Probleme des Vorläufermodells aufweist, insbesondere das Fehlen eines sekundären Containmentsystems und alterungsbedingte Materialermüdung. So wurden erst unlängst im Reaktorkern eines AGRs Risse in einer Anzahl Graphitziegel entdeckt, ein Problem, das, sollte es sich bei anderen Einheiten wiederholen, die vorzeitige Stilllegung von Reaktoren erzwingen könnte (NUCWEK50_04).

2.3 Generation III

Bei Generation-III-Reaktoren handelt es sich um sogenannte „Advanced Reactors“ – fortgeschrittene Reaktoren, von denen drei in Japan bereits in Betrieb und weitere im Bau oder geplant sind. Berichten zufolge befinden sich derzeit über 20 unterschiedliche Generation-III-Reaktortypen in der Entwicklung (IAEA 2004; WNO 2004a). Die meisten von ihnen sind „evolutionäre“, sprich weiteren-

twickelte Reaktortypen, die auf modifizierten Generation-II-Reaktortypen basieren, ohne dabei aber massiv von ihnen abzuweichen. Nur ein paar repräsentieren wirklich innovative Ansätze. Laut Angaben der World Nuclear Association sind für Generation-III-Reaktoren folgende Eigenschaften charakteristisch (WNA 2005):

- ein standardisiertes Design für jeden Reaktortyp, um den Genehmigungsprozess zu beschleunigen und Kapitalkosten sowie Bauzeit zu reduzieren;
- ein simpleres und robusteres Design, das den Reaktorbetrieb vereinfacht und die Anfälligkeit der Anlage für Betriebsstörungen senkt;
- höhere Verfügbarkeit und längere Laufzeiten – normalerweise bis zu 60 Jahren;
- vermindertes Risiko einer Kernschmelze;
- minimale Auswirkungen auf die Umwelt;
- höherer Abbrand und dadurch Verminderung des Brennstoffeinsatzes und der Abfallmenge;
- abbrennbare Neutronenabsorber („Reaktorgifte“) zur Erhöhung der Brennstofflebensdauer.

Ganz offenkundig zielen diese Veränderungen hauptsächlich auf eine höhere Wirtschaftlichkeit. Inwieweit sie zu höheren Sicherheitsstandards beitragen, ist unklar.

Der **Europäische Druckwasserreaktor** (EPR, European Pressurized Reactor) ist ein Druckwasserreaktor, der auf der französischen N4- und der deutschen Konvoi-Reaktorbaureihe basiert, den modernsten Generation-II-Reaktoren, die in diesen Ländern in Betrieb genommen wurden (Hainz 2004).

Die erklärten Ziele bei der Entwicklung des EPRs lauteten, das Sicherheitsniveau des Reaktors zu verbessern (und insbesondere die Wahrscheinlichkeit eines ernststen Unfalls um den Faktor zehn zu reduzieren), die radiologischen Folgen schwerwiegender Unfälle auf die Anlage selbst zu beschränken und die Kosten zu begrenzen.

Im Vergleich zu seinen Vorgängern weist der EPR allerdings mehrere Modifikationen auf, die zu einer Verminderung der Sicherheitsabstände führen:

- Das Volumen des Reaktorgebäudes wurde durch die Vereinfachung des Notkühlsystems und auf Grundlage neuer Berechnun-

gen verringert, laut denen während eines Unfalls weniger Wasserstoff entsteht.

- Die thermische Leistung der Anlage wurde im Vergleich zum N4 durch eine höhere Kühlmittelaustrittstemperatur, die höhere Kapazität der Hauptkühlmittelpumpen und die Modifikation der Dampferzeuger um 15 Prozent erhöht.
- Im Gegensatz zu den Konvoi-Reaktoren besitzt der EPR weniger Redundanz in den Sicherheitssystemen, zum Beispiel verfügt das Notkühlsystem nur über vier statt acht Drucktanks.

Mehrere andere Modifikationen werden als wichtige Sicherheitsfortschritte gepriesen:

- Der Tank des Notspeisewassersystems innerhalb des Containments befindet sich am Boden des Reaktorgebäudes und dient zugleich als Kühlmittelbehälter und „Sumpf“, was bei einem Kühlmittelverlustunfall die Umschaltung von der Reserve-Notspeisung zur Sumpffrezirkulation überflüssig macht und dadurch gleiche mehrere Fehlerquellen ausschließt. Insgesamt betrachtet erscheint der Sicherheitsgewinn allerdings eher gering.
- Die Kernschmelzrückhalteeinrichtung dient bei einem Kernschmelzunfall zum Auffangen und Kühlen des geschmolzenen Reaktorkerns. Im EPR sammelt sich die Kernschmelze im unteren Bereich des Reaktordruckbehälters. Nachdem sie sich, wie zu erwarten, durch den Boden gebrannt hat, fließt die Kernschmelze durch die Schwerkraftwirkung in die Reaktorgrube, wo sich das geschmolzene Metall verteilt und abkühlt. Mittels passiver Vorrichtungen wird dann das Wasser aus dem Notspeisewassersystem zur Flutung und Abkühlung der Schmelzmasse in diesem Bereich freigesetzt. Um exzessive Temperaturen in der Betonkonstruktion des Reaktorgebäudes zu vermeiden, ist der Boden der Reaktorgrube mit einem Kühlsystem ausgerüstet. Allerdings könnte sich, noch bevor die Kernschmelze die Kernschmelzrückhalteeinrichtung erreicht, bei einem Versagen des Sicherheitsbehälters im Reaktordruckbehälter eine verheerende Dampfexplosion ereignen. Darüber hinaus kann es auch im späteren Verlauf des Unfalls zu Dampfexplosionen kommen, wenn die Schmelze im Ausbreitungsbereich mit dem Notspeisewasser in Kontakt kommt. Und selbst wenn das nicht passiert, ist unklar, ob eine effektive Kühlung der sich verteilenden Kernschmelzmasse

möglich ist. So könnte sich auf der Oberfläche der Kernschmelze eine feste Schicht bilden, die die Wärmeableitung verhindert, was dazu führen würde, dass der Kern den Beton unterhalb der Reaktorgrube durchdringt.

- Das Containment-Kühlsystem basiert auf dem N4-Design. Das System soll den Druck im Sicherheitsbehälter verringern und dadurch ein Überdruckversagen vermeiden, um eine kontinuierliche Kühlung zu gewährleisten. Bislang liegen noch keine Informationen über seine Versagenswahrscheinlichkeit vor.
- Wasserstoffrekombinatoren reduzieren durch passive katalytische Prozesse die Wasserstoffkonzentration im Containment. Derartige Rekombinatoren, die weltweit in vielen Druckwasserreaktoren zum Einsatz kommen, verringern zwar das Risiko von Wasserstoffexplosionen, vollständig ausschließen können sie es aber nicht.
- Der EPR ist mit einem digitalen Steuer- und Kontrollsystem ausgerüstet. Abgesehen davon, dass ein solches System sehr hohe Ansprüche an die Entwickler stellt, lässt sich seine einwandfreie Implementation nur sehr schwer überprüfen. Als ein vergleichbares System im Jahr 2000 bei dem deutschen Druckwasserreaktor Neckar 1 installiert wurde, war danach die Fähigkeit zur Reaktorschnellabschaltung eine Zeit lang blockiert. Beim britischen Druckwasserreaktor Sizewell B, der von Anfang an mit einem digitalen Steuer- und Kontrollsystem ausgerüstet war, kam es im April 1998 zu schwerwiegenden Ausfällen des Reaktorschutzsystems.

Der Schutz des EPR gegen Flugzeugabstürze entspricht dem der deutschen Konvoi-Reaktoren und stellt damit keine Verbesserung gegenüber dem bisherigen Sicherheitsstandard dar.

Ungeachtet der angestrebten Änderungen droht dem EPR ein Problem, das unter Druckwasserreaktoren der Generation II weit verbreitet und noch nicht voll gelöst ist: Entgegen den Versicherungen französischer Experten, dieses Problem sei aufgrund der Konstruktionsunterschiede zu den Vorgängermodellen irrelevant, besteht nach Ansicht der finnischen Atomaufsicht auch beim EPR die Gefahr einer Verstopfung des Sumpffilters. Obwohl das Thema von den finnischen Behörden schon vor etlichen Jahren angesprochen wurde, scheint es beim EPR noch nicht gelöst worden zu sein (NUCWEEK 11_04).

Alles in allem gibt es keine Garantie, dass das Sicherheitsniveau des EPRs im Vergleich zu den N4- und Konvoi-Reaktoren signifikant höher ist; insbesondere ist die Reduzierung der Wahrscheinlichkeit eines Kernschmelzunfalls um den Faktor zehn nicht erwiesen. Darüber hinaus bestehen erhebliche Zweifel, ob die Eindämmung und Kontrolle eines Kernschmelzunfalls mit Hilfe des „Kernschmelzrückhalteinrichtung“-Konzepts tatsächlich wie vorhergesagt funktionieren wird.

Beim **Kugelhaufenreaktor** (PBMR, Pebble Bed Modular Reactor) handelt es sich um einen gasgekühlten Hochtemperaturreaktor (HTR, High Temperature Gas Cooled Reactor). Der HTR-Bautyp wurde bis in die späten achtziger Jahre hinein in mehreren Ländern verfolgt, allerdings gingen nur ein paar Prototypenanlagen in Betrieb, von denen es aber keine auf eine signifikant hohe Laufzeit brachte: Peach Bottom 1 und Fort St. Vrain (Vereinigte Staaten), stillgelegt 1974 beziehungsweise 1989; Winfrith (Großbritannien), stillgelegt 1976, und der THTR Hamm-Uentrop in Deutschland, abgeschaltet 1988 nach nur dreijähriger Laufzeit (WNIH 2004).

Im Gegensatz zu Leichtwasserreaktoren, die Wasser und Dampf verwenden, treibt in Kugelhaufenreaktoren unter Druck stehendes Helium, das im Reaktorkern aufgeheizt wird, eine Reihe von Turbinen an, die an Stromgeneratoren angeschlossen sind. Das Helium wird in einem Wärmetauscher durch einen sekundären Heliumkreislauf abgekühlt und dann zur Kühlung wieder in den Reaktorkern gepumpt. Das Helium hat beim Kernaustritt über 900°C und steht unter einem Druck von 69 bar. Der sekundäre Heliumkreislauf ist wassergekühlt (ESKOM 2005).

Die Entwickler behaupten, dass es bei diesem Reaktortyp keine Unfallszenarien gibt, die zu signifikanten Brennstoffschäden und einer katastrophalen Freisetzung von Radioaktivität führen. Diese Behauptung basiert auf der Hitzeresistenz und Stabilität der rund 400.000 tennisballgroßen Graphitbrennstoffkugeln (Englisch: „pebbles“), die kontinuierlich aus einem Brennstoffsilo zugegeben werden und langsam durch den Reaktorkern nach unten wandern. Die sphärischen Brennstoffelemente bestehen aus einem Graphitkern, in dem Tausende kleiner mit Pyrokohlenstoff und Siliziumkarbid beschichteter Brennstoffteilchen aus angereichertem Uran (bis zu 10 Prozent) eingebettet sind. Dank der langsamen Zirkulation der Brennstoffelemente durch den Reaktorkern ist der Kern relativ klein,

was die Überschussreaktivität und die Energiedichte verringert und somit die Sicherheit erhöht. Allerdings wird der Fähigkeit der beschichteten Brennstoffelemente, die Radioaktivität zurückzuhalten, so sehr vertraut, dass die Kugelhaufenreaktoren ohne Containment geplant werden. Während der Verzicht auf einen Sicherheitsbehälter eine beträchtliche Kosteneinsparung für die Energieversorger bedeutet – und den Bautyp möglicherweise sogar wirtschaftlich macht –, wird dieser Vorteil auf Kosten der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit erkaufte (Gunter 2001).

Laut Eskom, dem südafrikanischen Energieversorger, der einen Kugelhaufenreaktor betreiben will, ist der Reaktor „walk-away-safe“, d.h. er könnte selbst dann, wenn das gesamte Personal des Atomkraftwerks abgezogen würde, in keinen kritischen Zustand geraten. Weiter wird behauptet, dass die Brennstofftemperatur in keinem Fall 1600°C überschreiten wird, während Brennstoffschäden erst ab 2000°C auftreten (ESKOM 2005).

Allerdings ist das Temperaturlimit von 1600°C in der Realität keineswegs garantiert. Es hängt sowohl von einer erfolgreichen Reaktorschnellabschaltung als auch einem Funktionieren der passiven Kühlsysteme (die beispielsweise durch Rohrbrüche und Kühlerlecks geschädigt werden können) ab. Darüber hinaus beginnt die Freisetzung von Spaltprodukten in den Brennstoffelementen bereits bei Temperaturen von knapp über 1600°C . In diesem Kontext ist es irrelevant, wenn ernsthafte Brennstoffschäden oder eine Kernschmelze erst über 2000°C eintreten, da massive radioaktive Freisetzungen bereits deutlich unterhalb dieser Grenze möglich sind.

Während es zutrifft, dass sich der Reaktorkern nach einem Versagen des Kühlsystems vergleichsweise langsam aufheizt, verursacht diese thermische Trägheit ganz eigene Probleme, und zwar weil Graphit als Moderator und Strukturmaterial verwendet wird. Falls Luft in den primären Heliumkreislauf eindringt, könnte das einen Graphitbrand mit katastrophalen radioaktiven Freisetzungen auslösen. Auch im Falle eines Wassereintritts in den sekundären Heliumkreislauf – zum Beispiel durch ein Leck im Wärmetauscher – sind heftige Dampf/Graphit-Reaktionen möglich. Allem Dahalten nach ist ein Graphitbrand das wahrscheinlichste Szenario eines schwerwiegenden Unfalls für einen Kugelhaufenreaktor (Hahn 1988).

Andere Reaktortypen der Generation III

Derzeit befinden sich eine Vielzahl verschiedener Konzepte mit dem Etikett „Generation III“ in unterschiedlichen Entwicklungs- und Baustadien. Auch wenn hier keine vollständige Liste wiedergegeben werden kann, werden im Folgenden basierend auf den Aufstellungen der World Nuclear Association (WNO 2005) und der International Atomic Energy Agency (IAEA 2004) die wichtigsten Bautypen angeführt.

- **Druckwasserreaktoren:** Die wichtigsten großen Reaktortypen sind der APWR (Mitsubishi/Westinghouse), der APWR+ (Mitsubishi), der EPR (Framatome ANP), der AP-1000 (Westinghouse), der KSNP+ und der APR-1400 (Korean Industry) sowie der CNP-1000 (China National Nuclear Corporation). Bei den WWERs haben Atomenergoprojekt und Gidropress in Russland einen fortgeschrittenen WWER-1000 entwickelt. Bei den wichtigsten kleinen und mittleren fortgeschrittenen DWR-Bautypen handelt es sich um den AP-600 (Westinghouse) und den WWER-640 (Atomenergoprojekt und Gidropress).
- **Siedewasserreaktoren:** Die wichtigsten großen Bautypen sind der ABWR und der ABWR-II (Hitachi, Toshiba, General Electric), der SWR 90+ (Westinghouse Atom of Sweden), der SWR-1000 (Framatome ANP) und der ESBWR (General Electric). Beim HSBWR und HABWR (Hitachi) handelt es sich um kleine und mittlere fortgeschrittene SWR-Konzepte. In Japan befinden sich bereits drei ABWRs in Betrieb: zwei auf Kashiwazaki-Kariwa seit 1996 und ein dritter seit 2004.
- **Schwerwasserreaktoren:** Der ACR-700 ist ein weiterentwickeltes CANDU-Design (Atomic Energy of Canada Limited). Indien entwickelt den AHWR (Advanced Heavy-Water Reactor), einen fortgeschrittenen schwerwassermoderierten und leichtwassergekühlten Siedewasserreaktor evolutionären Designs.
- **Gasgekühlte Reaktoren:** Abgesehen vom Kugelhaufenreaktor PBMR (ESKOM/BNFL) wird im Rahmen einer internationalen Kooperation noch ein kleiner heliumgekühlter Hochtemperaturreaktor (GT-MHR – Gas Turbine Modular Helium Reactor) entwickelt.
- **Schnelle Brutreaktoren:** Derzeit wird kein evolutionärer Brütertyp entwickelt. Zu den Konzepten, die für Reaktoren der Generation IV erwogen werden, gehören mehrere Schnelle Reaktoren.

2.4 Generation IV

Das amerikanische Energieministerium, das Department of Energy (DOE), initiierte im Jahr 2000 das „Generation IV International Forum“ (GIF). Heute gehören dieser Initiative zehn Länder (Argentinien, Brasilien, Kanada, Frankreich, Japan, Südkorea, Südafrika, Schweiz, Großbritannien und die Vereinigten Staaten) sowie EURATOM an. Ziel der Initiative ist die Entwicklung innovativer nuklearer Systeme (Reaktoren und Brennstoffkreisläufe), die voraussichtlich bis 2030 technisch ausgereift sein sollen, ein Datum, das allerdings weithin für sehr optimistisch gehalten wird. Die Generation-IV-Reaktoren sollen sehr wirtschaftlich und deutlich sicherer sein, nur minimale Mengen an Atom Müll erzeugen und kein Proliferationsrisiko darstellen. Außerdem sollen diese Themen auf eine Art und Weise angegangen werden, die die Akzeptanz der Atomenergie in der Öffentlichkeit verbessert.

Entsprechend werden die Ziele für Reaktoren der Generation IV in vier allgemeine Bereiche unterteilt:

- Nachhaltigkeit (Umweltverträglichkeit/Zukunftsfähigkeit);
- Wirtschaftlichkeit;
- Sicherheit und Zuverlässigkeit;
- Proliferationsbarrieren und physischer Schutz.

Zur Identifikation und Evaluation geeigneter Systeme und zur Definition von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zu deren Unterstützung wurden aus Fachleuten aus Industrie und Forschung internationale Expertengruppen gebildet. Insgesamt identifizierten und bewerteten die Experten rund 100 verschiedene mögliche Reaktortypen. Darunter Konzepte, die eigentlich zu den Reaktoren der Generation III+ gehörten, aber auch neue, die sich von allen bekannten Technologien unterschieden. Am Ende des Auswahlprozesses wurden sechs Konzepte für die weitere Entwicklung empfohlen (siehe unten). Wie das GIF anmerkte, könnten sich einige der Konzepte als nicht realisierbar oder kommerziell einsetzbar erweisen.

Zur weiteren Unterstützung und Stärkung der Forschung und Entwicklung von Reaktoren der Generation IV haben die Vereinigten Staaten, Kanada, Frankreich, Japan und Großbritannien am 28. Februar 2005 in Washington das International Forum Framework Agreement unterzeichnet, das ein besonderes Augenmerk auf die Entwicklung von Systemen zur Erzeugung von Wasserstoff und

Strom legt (NNF 2005; Anderson 2005). Mit dem International Projects on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles (INPRO) hatte die IAEA bereits 2001 eine ähnliche Initiative ins Leben gerufen, die sich in Abhängigkeit von regionalen Bedürfnissen wohl auf mehr als ein System konzentrieren wird. Finanziert wird INPRO von der IAEA. Im November 2004 gehörten INPRO 21 Länder oder Organisationen an. GIF und INPRO haben auf der technischen Ebene eine Formalisierung der Kooperation vereinbart. Die USA zögern mit der Teilnahme an INPRO, weil sie es für eine russische Initiative halten. (NUCWEEK 14_02)

Für die Generation IV ausgewählte Konzepte

Wie bereits erwähnt, wurden im Rahmen des GIF sechs Konzepte zur weiteren Entwicklung ausgewählt, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

Gasgekühlte schnelle Reaktorsysteme (GFR)

GFR-Systeme (Gas-Cooled Fast Reactor) bestehen aus einem heliumgekühlten Reaktor mit schnellem Neutronenspektrum und einem geschlossenen Brennstoffkreislauf, der primär der Stromerzeugung und dem Aktinidenmanagement dient. Der GFR ist nicht für die Wasserstoffherzeugung gedacht. Man hofft, dass der GFR die Entwicklung der HTGR-Technologie (die unter vielerlei Problemen leidet, siehe den Abschnitt über den VHTR weiter unten) sowie die Entwicklung innovativer Brennstoffe und hochtemperaturbeständiger Werkstoffe für den VHTR voranbringt. Trotz erheblicher technologischer Lücken rangiert der GFR laut GIF dank seines geschlossenen Brennstoffkreislaufs und seinem exzellenten Aktinidenmanagement im Hinblick auf Nachhaltigkeit ganz oben. Auch hinsichtlich Sicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Proliferationsbarrieren und physischem Schutz wird der Reaktortyp hoch bewertet. Man geht davon aus, dass der GFR bis 2025 einsatzfähig sein wird (DOE 2002).

Mehrere GIF-Mitglieder haben ein spezielles Interesse an einer sequenzierten Entwicklung gasgekühlter Systeme: Der erste Schritt des sogenannten „Gas Technology Paths“ zielt auf die Entwicklung eines modularen HTGR (High Temperature Gas Cooled Reactor) ab, gefolgt im zweiten Schritt vom VHTR und im dritten Schritt vom GFR (Carré 2004). Europa und die Vereinigten Staaten betrachten die gasgekühlten Systeme VHTR und GFR als die aussichtsreichsten Konzepte.

Bleigekühlte schnelle Reaktorsysteme (LFR)

LFRs (Lead-Cooled Fast Reactor) sind Reaktoren mit einer Flüssigmetallkühlung (Blei oder Blei und Wismut), die über ein schnelles Neutronenspektrum verfügen und sich durch einen geschlossenen Brennstoffkreislauf zur effizienten Umwandlung von brutfähigem Uran und Verwertung von Aktiniden auszeichnen. Geplant ist eine große Leistungsbandbreite, von „Batterie-Kraftwerken“ mit 50 bis 150 MWe über modulare Blöcke von 300 bis 400 MWe bis hin zu großen Einzelanlagen mit 1200 MWe. Die LFR-Batterien sind als kleine, industriell vorgefertigte Anlagen mit sehr langen Abbrandzyklen (10 bis 30 Jahre) geplant. Zielgruppe sollen kleine Netze und Entwicklungsländer sein, die keine eigene Brennstoffkreislaufinfrastruktur aufbauen möchten. Unter den LFR-Konzepten gilt die Batterie-Option als das aussichtsreichste Konzept, was die Erfüllung der Generation-IV-Ziele betrifft. Allerdings besteht bei dieser Option auch der größte Forschungsbedarf, und sie dürfte die längste Entwicklungszeit erfordern.

Obwohl Russland – das über die größte Erfahrung mit LFRs verfügt – dem GIF nicht angehört, entspricht der Bautyp dem russischen BREST-Reaktor. (BREST ist ein Schneller Reaktor mit einer Leistung von 300 MWe und Blei als primärem Kühlmittel. Eine Pilotanlage wird derzeit auf Beloyarsk errichtet.) Von den GIF-Mitgliedern hat nur die Schweiz ein größeres Interesse an der Entwicklung eines LFR bekundet, während die Vereinigten Staaten unterschiedliche Bautypen studieren, von denen besonders der sogenannte Small Secure Transportable Autonomous Reactor (SSTAR, sicherer mobiler und autonomer Kleinreaktor) zu erwähnen ist.

Das LFR-System erzielt wegen seines geschlossenen Brennstoffkreislaufs Höchstwerte bei der Nachhaltigkeit und – aufgrund des langlebigen Kerns – bei den Proliferationsbarrieren und beim physischen Schutz. Hinsichtlich Sicherheit und Wirtschaftlichkeit erhält der Bautyp gute Noten. Es wird geschätzt, dass die ersten LFR-Systeme bis 2025 einsatzfähig sind (DOE 2002).

Salzschmelze-Reaktor-System (MSR)

Das MSR-System (Molten Salt Reactor) basiert auf einem thermischen Neutronenspektrum und einem geschlossenen Salzschmelze-Brennstoffkreislauf. Der Uranbrennstoff ist in flüssigem Natriumfluoridsalz gelöst, das als Kühlmittel durch die Graphit-Kernkanäle zirkuliert. Die direkt in dem geschmolzenen Salz erzeugte Wärme

wird über ein sekundäres Kühlmittelssystem und durch einen tertiären Wärmetauscher zu den Stromgeneratoren geleitet. Der Bautyp soll primär der Stromerzeugung und der Aktinidenverbrennung dienen. Die Referenzanlage hat eine Leistung von 1000 MWe. Die Kühlmitteltemperatur beträgt bei einem sehr niedrigen Druck 700° C, woraus sich eine hohe Temperaturdifferenz zum Siedepunkt des Salzes (1400° C) ergibt.

Die GIF wählte den MSR als das innovativste nichtklassische Konzept aus. Von allen sechs Reaktorsystemen erfordert der MSR die höchsten Entwicklungskosten (eine Milliarde Dollar). Insgesamt ist das Interesse der GIF-Mitglieder an dem MSR eher gering. Die hohen Entwicklungskosten und der absehbar lange Zeitrahmen könnten bedeuten, dass das MSR-System aus der Kategorie der Generation IV gestrichen wird (NUCWEK 02_05).

Leichtwasserreaktor mit überkritischen Dampfungszuständen (SCWR)

Der SCWR (Supercritical Water-Cooled Reactor) ist ein Hochtemperaturreaktor, der mit unter hohem Druck stehendem Wasser gekühlt und oberhalb des thermodynamisch kritischen Punkts des Wassers betrieben wird (sprich bei einem Druck und bei Temperaturen, bei denen es keinen Unterschied mehr zwischen der flüssigen und der Dampfphase gibt). Die Referenzanlage hat eine Leistung von 1700 MWe, wird bei einem Druck von 25 MPa und einer Kernaustrittstemperatur von 550° C betrieben. Als Brennstoff dient Uranoxid. Die passiven Sicherheitseigenschaften sind denen des Simplified Boiling Water Reactor (SBWR) vergleichbar. SCWRs können zwar mit thermischen oder schnellen Neutronen arbeiten, gegenwärtig jedoch konzentrieren sich die weltweiten Forschungsanstrengungen auf das thermische Design.

Der thermische Wirkungsgrad eines SCWR kann bis zu 44 Prozent erreichen, verglichen mit 33 bis 35 Prozent bei herkömmlichen Leichtwasserreaktoren. Weil der SCWR im überkritischen Dampfbereich, also einphasig arbeitet und (wie Siedewasserreaktoren) über einen direkten Kreislauf verfügt, entfällt die Notwendigkeit von Dampfabscheidern, Dampftrocknern, Dampferzeugern und Rezirkulationspumpen, was gegenüber herkömmlichen Leichtwasserreaktoren (LWR) zu einem beträchtlich einfacheren und kompakteren System führt. Aufgrund des höheren thermischen Wirkungsgrads und der einfacheren Auslegung dürften SCWRs wirtschaftlicher als LWRs sein. Die Regierungen von Japan, den Vereinigten

Staaten und Kanada engagieren sich in der Entwicklung des SCWR, bislang aber wurden noch keine Prototypen gebaut.

Das Interesse der GIF-Mitglieder an der Entwicklung des SCWR ist fast durchgängig sehr hoch – fast so hoch wie das an der Entwicklung gasgekühlter Reaktoren.

Natriumgekühlter schneller Reaktor (SFR)

Das SFR-System (Sodium-Cooled Fast Reactor) verfügt über ein schnelles Neutronenspektrum und einen geschlossenen Brennstoffkreislauf. Es lassen sich zwei Grundversionen unterscheiden: einmal ein modulares Reaktorsystem (150 bis 500 MWe) mit metallischem Brennstoff, wobei der Brennstoff pyrometallurgisch direkt in einer angeschlossenen Anlage wiederaufarbeitet wird; zum Zweiten mittlere bis monolithische Reaktoren (500 bis 1500 MWe) mit MOX-Brennstoff (Uran-Plutonium-Mischoxid) und einer technologisch aufwendigen Aufarbeitung der Brennstoffe in einer zentralen Anlage, die mehrere Reaktoren versorgt. Das primäre Kühlmittelsystem kann entweder nach dem Pool- oder Loop-Prinzip ausgeführt werden. Die Kühlmittelaustrittstemperatur beträgt bei beiden Varianten etwa 550° C (DOE 2002, Lineberry 2002).

Laut GIF verfügt der SFR über die umfassendste Entwicklungsbasis aller Konzepte der Generation IV. Allerdings basiert das derzeitige Know-how hauptsächlich auf älteren Reaktoren, die aus Gründen wie Sicherheit, Wirtschaftlichkeit, Protesten in der Bevölkerung inzwischen stillgelegt sind. Im Jahr 2004 befanden sich nur drei Prototypen von natriumgekühlten Brütern in Betrieb. Aufgrund der Geschichte wie auch der erheblichen Risiken dieser Reaktorlinie fällt es schwer nachzuvollziehen, warum das GIF den SFR ausgewählt hat. Nach GIF-Angaben sind weitere Forschungen zum Brennstoffzyklus wie auch zum Reaktorsystem selbst erforderlich, bevor der SFR einsatzfähig ist. Zudem müssen noch wichtige Sicherheitsfragen geklärt werden, wobei es insbesondere darum geht, die Zuverlässigkeit des passiven Feedbacks durch die Aufheizung der Reaktorstrukturen zu bestätigen und die langfristige Fähigkeit zu ermitteln, nach einem Bruch der Brennstabhüllen das Mischoxid oder Metallrückstände aus dem Brennstoff zu kühlen (DOE 2002).

Höchsttemperaturreaktor (VHTR)

Das VHTR-System (Very High-Temperature Reactor) verfügt über ein thermisches Neutronenspektrum und einen offenen Uranbrenn-

stoffzyklus. Der Referenzreaktor hat einen 600-MWth graphitmoderierten und heliumgekühlten Kern, der entweder auf dem prismatischen Kern des GT-MHR oder dem Kugelhaufen des PBMR basiert. Es gilt als das vielversprechendste und effizienteste System für die Wasserstoffproduktion, entweder unter Verwendung des thermochemischen Jod-Sulfat-Prozesses oder von Wärme, Wasser und Erdgas durch nukleare Dampfreformation bei Kernaustrittstemperaturen von über 1000° C. Der VHTR soll auch Elektrizität mit einem hohen Wirkungsgrad erzeugen (über 50 Prozent bei 1000 °C). Geplant wird, das Heliumturbinensystem direkt mit dem primären Kühlmittelkreislauf zu koppeln, allerdings muss eine entsprechende Hochleistungs-Heliumturbine erst noch entwickelt werden. Der VHTR erfordert signifikante Fortschritte bei der Entwicklung von Brennstoff-Formen und hochtemperaturbeständigen Werkstoffen (DOE 2002). Der VHTR stellt die nächste Stufe in der Weiterentwicklung gasgekühlter Hochtemperaturreaktoren (HTR) dar. Die Technologie basiert auf einer Reihe inzwischen stillgelegter Pilot- und Demonstrations-HTRs mit thermischem Spektrum, die größtenteils nur kurze Zeit und dabei wenig erfolgreich in Betrieb waren, beispielsweise der kleine Dragon-Versuchsreaktor (20 MWth, 1966-1975, Großbritannien), der AVR (15 MWe, 1967-1988, Deutschland), der THTR (308 MWe, 1986-1988, Deutschland) sowie die US-Anlagen Peach Bottom I (42 MWe, 1967-1974) und Fort St. Vrain (342 MWe, 1976-1989).

Bewertung von Systemen der Generation IV und Schlussfolgerungen

Unvorhergesehene technische Probleme, Unfälle, das ungelöste nukleare Abfallproblem sowie die hohen Kosten von Atomstrom haben im Verein mit der geringen öffentlichen Akzeptanz zu einem Bedeutungsverlust der Atomenergie geführt. Das ist der Hintergrund für die Generation-IV-Initiative des amerikanischen Department of Energy. Mit dem Etikett Generation IV soll der Öffentlichkeit die Illusion verkauft werden, man sei dabei, eine vollständig neue Reaktorgeneration zu entwickeln, die frei von allen Problemen ist, unter denen die heutigen kerntechnischen Anlagen leiden.

Ein primäres Ziel der Generation-IV-Initiative liegt darin, die Finanzierung für die Atomforschung zu sichern. Gegenwärtig fließt zwar noch ein hoher Anteil der Mittel für Forschung und Entwicklung (FuE) in die Förderung des Atomstroms – zwischen 1991 und 2001 ging die Hälfte des FuE-Haushalts im Energiebereich der 26

OECD-Mitgliedsländer (87,6 Milliarden US-Dollar) in die Atomforschung, während auf die erneuerbaren Energien gerade einmal acht Prozent entfielen (Schneider 2004). Doch langsam vollzieht sich bei der Forschungsfinanzierung eine Abkehr von der Atomenergie. Die Generation-IV-Initiative versucht diese Trendwende umzukehren, indem sie Atomenergie als wirtschaftlich attraktiv, als nachhaltig und als CO₂-frei propagiert – Etiketten, die üblicherweise (und zu Recht) für die erneuerbaren Energien reserviert sind.

Die Aussichten stehen gut, dass diese Strategie mit dazu beiträgt, die Atomindustrie und die Kernforschungsinstitutionen am Leben zu erhalten. Ob sie allerdings auch zur Entwicklung neuer Reaktoren führen wird, ist höchst zweifelhaft. Die geschätzten Entwicklungskosten für die sechs ausgewählten Konzepte der Generation IV liegen bei über sechs Milliarden US-Dollar (zwischen 600 Millionen bis eine Milliarde Dollar pro System zuzüglich etwa 700 Millionen US-Dollar für die Querschnittsforschung) (DOE 2002). Zudem muss man davon ausgehen, dass weder die Kosten- noch die Zeitprognosen eingehalten werden. Die französische Regierung, die mit am entschiedensten für das GIF-Programm eintritt, geht davon aus, dass die ersten Generation-IV-Reaktoren „frühestens um 2045 herum für den kommerziellen Einsatz bereit sein werden“ (NUC-WEEK 20_04), und nicht bis 2030, wie offiziell vom GIF propagiert.

Das muss vor dem Hintergrund gesehen werden, dass die Atomenergie in liberalisierten Märkten von den Kosten her weder mit Kohle und Erdgas (MIT 2003) noch mit der Windenergie konkurrieren kann. Laut einer kürzlich veröffentlichten Studie erzeugen bei derselben Investition Windkraftwerke 2,3-mal mehr Strom als ein Nuklearreaktor (GREENPEACE 2003).

Seit dem Beginn der Nutzung von Atomkraftwerken zur Stromerzeugung in den fünfziger Jahren ist die Leistung der Reaktorblöcke von 60 MWe auf über 1300 MWe angestiegen, was zu entsprechenden Größeneffekten beim Betrieb geführt hat. Heute geht der Trend eher zur Entwicklung kleiner Blöcke, die allein stehend gebaut oder als Module zu einem größeren – und je nach Bedarf sukzessive erweiterbaren – Reaktorkomplex zusammengefasst werden. Wichtigste Auslöser für diesen Trend sind die Verminderung des finanziellen Risikos und die Notwendigkeit, in vielen Entwicklungsländern kleinere Netze zu integrieren. Die größte Zunahme der Atomstromproduktion wird für die Entwicklungsländer prognostiziert, die als potenzieller Markt für Generation-IV-Reaktoren gel-

ten. Allerdings hat ein IAEA-Experte erhebliche Zweifel an dieser Hoffnung geäußert: Dass Entwicklungsländer neu entwickelte kleine AKWs bestellen, die nicht andernorts erfolgreich gebaut und betrieben wurden, erscheint höchst unwahrscheinlich (NPJ 2002). Darüber hinaus wird die Auffassung, dass der Bau kleiner Module die einzige Methode ist, Atomstrom von den Kosten her konkurrenzfähig zu machen, nicht von allen Atomindustriexperten geteilt.

Ein weiterer Versuch, die Wirtschaftlichkeit von Atomstrom zu verbessern, ist die Produktion von Wasserstoff, wie das bei mehreren Konzepten der Generation IV geplant ist. „Wasserstoff ist einer der drei Pfeiler der nuklearen Hoffnungen für die Zukunft (die anderen beiden sind die Notwendigkeit, die Verbrennung fossiler Brennstoffe zu reduzieren und die für die Entwicklungsländer erwartete wachsende Stromnachfrage)“ (Gordon 2004).

Das GIF preist den geschlossenen Brennstoffkreislauf als einen der wichtigsten Vorzüge der Konzepte der Generation IV an. Dazu muss in der Wiederaufbereitung Plutonium aus dem abgebrannten Kernbrennstoff extrahiert und das Plutonium anschließend als Kernbrennstoff verwendet werden. Das hat signifikante Proliferationsfolgen, zumal die neuen Reaktortypen weltweit exportiert werden sollen. Außerdem wird die Wiederaufbereitung von Plutonium wegen der massiven negativen Umweltfolgen, der hohen Kosten und der sicherheitstechnischen Risiken heftig kritisiert. Die allgemeine Einführung geschlossener Brennstoffkreisläufe würde in einer ganzen Reihe von Ländern, darunter auch den USA, eine Abkehr von der aktuellen Nichtproliferationspolitik und in den meisten, die Atomenergie nutzenden Ländern eine Revision der aktuellen Industriepolitik voraussetzen. Sollten tatsächlich Generation-IV-Reaktoren mit geschlossenen Brennstoffkreisläufen in größerer Zahl in Betrieb gehen, müssten gewaltige Summen in den Bau von Wiederaufbereitungsanlagen investiert werden.

Darüber hinaus wären die Kosten solcher Brennstoffkreislaufkonzepte – sprich die Wiederaufbereitung – sehr hoch. Laut einer jüngeren Studie des Massachusetts Institute of Technology mit dem Titel *The Future of Nuclear* (MIT 2003) konnte bislang noch nicht überzeugend belegt werden, dass die langfristigen Vorteile fortschrittlicher geschlossener Brennstoffkreisläufe, die auf der Wiederaufbereitung von abgebranntem Brennstoff basieren, nicht durch die kurzfristigen Risiken und Kosten einschließlich der Proliferationsrisiken übertroffen werden. Zudem kam die MIT-Studie zu

dem Ergebnis, dass die Brennstoffkosten bei einem geschlossenen Kreislauf einschließlich der Kosten für die Abfallagerung und -entsorgung um das bis zu 4,5fache über denen eines offenen Systems liegen. Daher, so die MIT-Forscher, ist es unrealistisch, davon auszugehen, dass jemals neue Reaktor- und Brennstoffkreislauftechnologien entwickelt werden, die gleichzeitig sämtliche Probleme hinsichtlich der Kosten, der sicheren Abfallentsorgung und der Proliferation lösen werden. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass der offene Brennstoffzyklus hinsichtlich der Kriterien „Kosten“ und „Proliferationsbarrieren“ am besten abschneidet (NEI 2003).

Bei thermischen Reaktoren soll „Nachhaltigkeit“ durch eine höhere Anreicherung erreicht werden, womit allerdings das Abfallproblem noch nicht gelöst wäre. Im Gegenteil, Experten warnen, dass Brennstoffelemente mit hohen Abbrandwerten nicht nur im Reaktorbetrieb, sondern auch bei der Zwischen- und Endlagerung für zusätzliche Probleme sorgen werden (Born 2002).

Wie nicht anders zu erwarten, werden sich die kurzfristigen Bemühungen auf thermische Reaktoren konzentrieren. Laut einer neueren Verlautbarung des amerikanischen Energieministeriums wurden die GIF-Bemühungen unterteilt in Generation-IV-A-Systeme – thermische Reaktoren, die Brennstoffelemente mit hohem Abbrand verwenden – und Generation-IV-B-Systeme, die mit Schnellen Reaktoren arbeiten (Fabian 2004).

Alles in allem sind Reaktoren der Generation IV noch weit von dem erklärten Ziel entfernt, nuklearen Abfall zu minimieren und zu managen. Abgesehen davon, dass die nukleare Wiederaufbereitung nicht wirtschaftlich ist, wird in dem Prozess Plutonium separiert, was ein ernsthaftes Proliferationsproblem darstellt. Wie das Nuclear Control Institute (NCI) warnte, bietet die Transmutation abgebrannten nuklearen Brennstoffs keine Garantie gegen eine Proliferation (ENS 2004). Zudem werden in keinem der Konzepte die Bedenken hinsichtlich des sicheren Transports nuklearer Stoffe und des Schutzes nuklearer Einrichtungen gegen Terroranschläge angemessen berücksichtigt. Da allgemein akzeptiert wird, dass sich zivile Atomenergiesysteme in der Praxis nicht vollständig gegen eine atomare Weiterverbreitung schützen lassen, kann auch nicht davon ausgegangen werden, dass die Konzepte der Generation IV diesbezüglich einen deutlichen Fortschritt bringen werden (Anderson 2005).

Die amerikanische Atomaufsichtsbehörde hat nicht gerade enthusiastisch auf die neuen Reaktorkonzepte reagiert. Neue Atomkraft-

werke sollten, so ein hochrangiger Mitarbeiter der Nuclear Regulatory Commission, auf evolutionären, nicht auf revolutionären Technologien basieren. Er warnte vor „zu viel Innovation“, die das Risiko neuer Probleme mit unerprobten Reaktortypen bringe, und forderte die Industrie auf, die Fähigkeiten der neuen Reaktorsysteme nicht zu „übertreiben“ (NNF 2005).

Selbst innerhalb der Atomindustrie werden skeptisch-ironische Stimmen über die Systeme der Generation IV laut. „Wir wissen, der sicherste aller Reaktortypen ist der papiermoderierte und tintengekühlte Reaktor. Nach Beginn eines Projekts können sich jede Menge unerwarteter Probleme einstellen“ (Güldner 2003).

Wie ein genauerer Blick auf die technischen Konzepte zeigt, sind viele Sicherheitsprobleme noch nicht vollständig gelöst. In gewisser Hinsicht erzeugt jede sicherheitstechnische Verbesserung neue Sicherheitsprobleme. Und im Hinblick auf die Proliferationsbarrieren gehen selbst die Generation-IV-Strategen von keinen signifikanten Verbesserungen aus.

Außerdem werden selbst echte technische Verbesserungen, die im Prinzip machbar sind, nur implementiert, wenn sie nicht zu viel kosten. Zwischen den Schlagworten, mit denen die Generation-IV-Konzepte den Medien, Politikern und der Öffentlichkeit schmackhaft gemacht werden sollen, und dem eigentlichen Motiv hinter der Initiative – ökonomische Wettbewerbsfähigkeit – liegen Welten.

Tatsache ist, dass sehr viel Geld in die Entwicklung von Konzepten investiert wird, die keineswegs alle Probleme der Atomenergie lösen – Geld, das besser genutzt werden könnte.

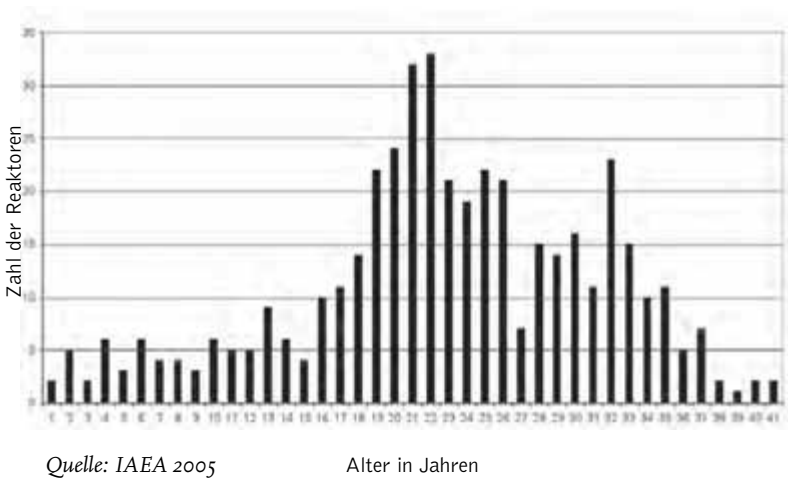
3 Alterung, Laufzeitverlängerung und Sicherheit

Die Verlängerung der Reaktorlaufzeiten, darüber herrscht allgemein Konsens, steht heute ganz oben auf der Prioritätenliste der Atomindustrie. Die International Energy Agency (IEA 2001) hat das treffend auf den Punkt gebracht: „Falls es zu keinen grundlegenden Änderungen in der Atomstrompolitik kommt, ist die Anlagenlaufzeit die wichtigste Determinante der Atomstromproduktion im kommenden Jahrzehnt.“

Weltweit ging der allgemeine Trend in den letzten zwei Jahrzehnten gegen den Bau neuer Reaktoren. Verantwortlich dafür sind eine Vielzahl von Faktoren: die gestiegene Angst vor den Folgen eines nuklearen Unfalls nach den Reaktorunfällen von Three Mile Island, Tschernobyl und Monju, die historischen Überkapazitäten

bei der Stromerzeugung, die genauere Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Finanzierung von Atomstrom seit der Liberalisierung der Strommärkte sowie ökologische Faktoren wie die Abfallentsorgung und radioaktive Freisetzungen. Infolge des drastischen Bestellrückgangs ist das Durchschnittsalter der Reaktoren weltweit kontinuierlich gestiegen und lag 2004 bereits bei 21 Jahren (Schneider 2004).

Abbildung 1
Altersprofil der globalen Reaktorflotte



Bei den meisten Reaktoren ging man zum Zeitpunkt ihres Baus noch von Laufzeiten von maximal 40 Jahren aus. Um den Atomstromanteil am Energiemarkt zu halten und die Profite zu maximieren, stellt die Laufzeitverlängerung jetzt allerdings eine überaus attraktive Option für die Betreiber der Reaktoren dar, zumal die hohen Bau- und Stilllegungskosten zumindest theoretisch ja schon abbezahlt sind.

3.1 Was ist Alterung?

In jeder industriellen Anlage kommt es aufgrund der Belastung, der die Komponenten im Betrieb ausgesetzt sind, zu einer Verschlechterung der Materialeigenschaften. Die IAEA definiert Alterung als eine durch die Betriebsbedingungen verursachte kontinuierliche und zeitabhängige Verschlechterung der Materialqualität (IAEA 1990).

Alterungsprozesse lassen sich nur schwer feststellen, da sie sich üblicherweise auf der mikroskopischen Ebene der inneren Struktur von Materialien vollziehen. Häufig werden sie erst offenkundig, nachdem es zum Versagen einer Komponente – zum Beispiel einem Rohrbruch – gekommen ist.

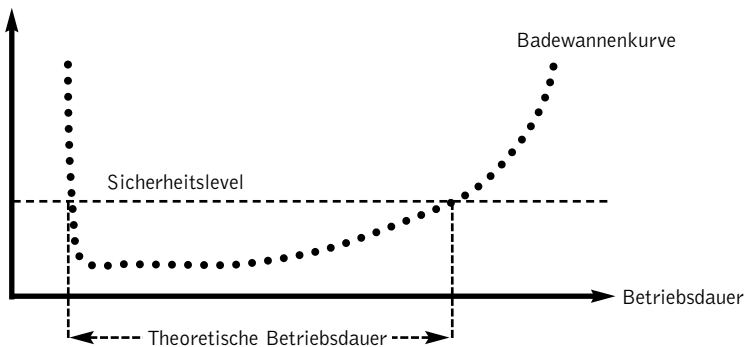
Typischerweise sind die Ausfallraten unmittelbar nach Inbetriebnahme einer Anlage höher, da in dieser Phase Baufehler und Konstruktionsmängel ans Tageslicht kommen. Da ein hoher ökonomischer Anreiz besteht, so schnell wie möglich ein reibungsloses Funktionieren der Anlage zu erreichen, werden in dieser Phase zu meist erhebliche Anstrengungen zur Behebung sämtlicher Probleme unternommen.

Im „mittleren Alter“ einer Anlage sinkt die Ausfallrate üblicherweise auf ein Minimum. Später dagegen treten Alterungsprozesse auf und steigt die Ausfallrate langsam wieder an. Das Resultat ist eine „Badewannenkurve“ der unten abgebildeten Art:

Abbildung 2

Badewannenkurve der typischen Ausfallrate in einer nuklearen Anlage

Ausfallquote



Dieser Vorgang, der nicht immer problemlos zu erkennen und zu verfolgen ist, erhöht das Anlagenrisiko ganz beträchtlich. Bei Atomkraftwerken beginnt die Alterungsphase unabhängig vom Reaktortyp nach rund 20 Betriebsjahren, wobei diese Zahl nur als Faustregel betrachtet werden sollte und Alterungsphänomene auch früher auftreten können.

Mit zunehmendem Alter der Reaktoren weltweit mehrten sich auch die Bemühungen, die Folgen der Alterung herunterzuspielen. Dazu gehört beispielsweise, die Definition von Alterung entsprechend den eigenen Bedürfnissen einzuengen. In einer deutschen Studie aus den späten neunziger Jahren beispielsweise werden alterungsbedingte Schäden auf Schäden begrenzt, die – trotz Übereinstimmung von Konstruktion und Betrieb mit den Anforderungen – durch unvorhergesehene Belastungen im Normalbetrieb verursacht werden. Schäden, die später in der Anlage auftreten, weil Konstruktion, Fertigung, Inbetriebnahme oder der laufende Betrieb nicht den Vorschriften entsprechen, gelten nicht als alterungsbedingt (Liemersdorf 1998). Schränkt man – was natürlich nicht akzeptabel ist – die Definition von Alterung so ein, dann ist laut einer neueren Studie nur ein geringer Prozentsatz der Ausfälle in deutschen Atomkraftwerken alterungsbedingt.

3.2 Das Phänomen der Alterung

Alterungsprozesse können auch in dem Zeitraum auftreten, der als die typische kommerzielle Betriebszeit (30 bis 40 Jahre) gilt. Naturgemäß spielen bei einer Laufzeitverlängerung die Alterungsmechanismen im Laufe der Zeit eine immer größere Rolle und führen zu einer signifikanten Erhöhung des Anlagengesamtrisikos.

Die wichtigsten Faktoren, die den Alterungsprozess in einem Atomkraftwerk antreiben, sind (Meyer u.a. 1998):

- Strahlenexposition;
- thermische Belastungen;
- mechanische Belastungen;
- korrosive, abrasive und erosive Prozesse;
- Kombinationen und Wechselwirkungen der oben genannten Prozesse.

Da Änderungen der mechanischen Eigenschaften bei zerstörungsfreien Prüfungen häufig gar nicht erkannt werden können, fällt es

schwer, eine zuverlässige Bewertung des tatsächlichen Materialzustands zu erhalten. In vielen Fällen können mit zerstörungsfreien Prüfungen Rissentwicklungen, Oberflächenveränderungen und Wanddicken überwacht werden, doch wegen der aus baulichen Gründen und/oder der hohen Strahlungsbelastung begrenzten Zugänglichkeit können nicht alle Komponenten vollständig untersucht werden. Daher versucht man mit Modellberechnungen die Belastungen und ihre Auswirkungen auf die Werkstoffe zu ermitteln. Der Nachteil solcher Modelle ist, dass sie sich nur anhand simplifizierter Systeme, Stichproben oder Nachbildungen validieren lassen und somit nicht quantifizierbare Unsicherheiten enthalten. Und selbst die komplexesten Rechenmodelle können nicht alle denkbaren synergistischen Auswirkungen berücksichtigen.

Mit zunehmendem Anlagenalter steigt die Gefahr von Schäden, die nicht vorhergesehen oder sogar explizit ausgeschlossen wurden (zum Beispiel Spannungsrisskorrosion in titanstabilisiertem Austenitstahl) und die die Alterungsprobleme noch verschärfen.

Die Maßnahmen zur Überwachung und Kontrolle der Alterungsprozesse werden unter dem Überbegriff „Alterungsmanagement“ zusammengefasst. Alterungsmanagement beinhaltet Schnellalterungsprüfungen, Sicherheitsinspektionen und den vorsorglichen Austausch von Komponenten, bei denen während der Inspektion Risse oder andere Schäden festgestellt wurden. Darüber hinaus gehört dazu die Optimierung der Betriebsabläufe mit dem Ziel, exzessive Belastungen zu vermeiden. In den Vereinigten Staaten wurde mit der so genannten TLAA-Analyse (Time Limited Ageing Analysis) ein spezifisches Programm für das Alterungsmanagement von Reaktordruckbehältern entwickelt (Rinckel 1998).

In den späten neunziger Jahren wurden neue, integrale Methoden zur Überwachung des Reaktorbetriebs entwickelt, die das Verhalten einzelner Komponenten auf der Grundlage begrenzter bekannter Informationen vorhersagen sollen. Antrieb hierfür war neben der fortschreitenden Alterung der Reaktoren weltweit auch der Trend, die Laufzeiten zu verlängern. Das Ziel dabei ist, einerseits wirtschaftlich effizientere und weniger zeitaufwendige Inspektionsprogramme zu entwickeln, andererseits müssen Ausfälle möglichst vermieden werden, um die Abschaltzeiten möglichst zu reduzieren, sprich Wirtschaftlichkeit und Sicherheit sollen parallel verbessert werden (Ali 1998; Bartonicek u.a. 1998; Bicego u.a. 1998; Duthie u.a. 1998; Esselmann u.a. 1998; Hienstorfer u.a. 1998; Roos 1998).

3.3 Alterungserscheinungen bei spezifischen Komponenten

Alterung kann sich in unterschiedlichen Komponenten auf höchst unterschiedliche Weise manifestieren. Im Prinzip sind sämtliche Komponenten eines Atomkraftwerks alterungsbedingten Änderungen in ihren Materialeigenschaften und damit einem Funktionsverlust ausgesetzt. Dieses operationale Risiko nimmt nicht nur im Laufe der Zeit zu, sondern wird auch noch durch die sich allen quantitativen Modellierungen und Schätzungen widersetzende Kombination dieser negativen Änderungen verstärkt. Auch wenn die Anlagenbetreiber im Rahmen der allgemeinen Wartung und des Alterungsmanagements Mängel durch Reparaturen und Komponentenaustausch beheben, hat die Erfahrung nichtsdestotrotz gezeigt, dass immer wieder unerwartete alterungsbedingte Schäden auftreten – beispielsweise die Graphitrisse, die 2004 in britischen AGRs entdeckt wurden und die Risse in Rohren aus Austenitstahl Anfang der neunziger Jahre in deutschen Siedewasserreaktoren. Versprödung ist ein besonders schwerwiegendes Problem für Druckröhrenreaktoren wie CANDUs und RBMKs, da sich das Röhrenmaterial innerhalb des Kerns befindet und deshalb einem besonders hohen Neutronenfluss ausgesetzt ist. Bei beiden Reaktortypen mussten bereits Druckröhren in beträchtlicher Zahl ausgetauscht werden.

Reaktoren mit Graphitmoderatoren sind vom spezifischen Problem der Graphitalterung betroffen. In letzter Zeit wurden in AGRs Graphitrisse entdeckt, von denen eine Gefahr für die Kernintegrität ausgehen könnte. Bei den russischen RBMKs haben Graphitquellungen zu Lückenschließungen (Gap Closure) zwischen dem Kernbrennstoff und dem ihn abschirmenden Graphitmantel geführt.

Die Alterung stellt insbesondere bei passiven Komponenten, also Komponenten ohne bewegliche Teile, ein ernstes Problem dar. Alterungsphänomene können hier nicht nur schwer festgestellt werden, die passiven Komponenten können auch schwer ausgetauscht werden, weil hierfür keine Vorkehrungen getroffen wurden, da normalerweise ein Austausch von Komponenten wie Rohren oder Graphitteilen gar nicht vorgesehen war.

Bei aktiven Komponenten wie Pumpen und Ventilen wird es in der Regel offenkundig, wenn Schäden vorliegen und betroffene Komponenten können zumeist im Rahmen der normalen Wartungsarbeiten ausgewechselt werden. Dennoch stellt die Alterung aktiver Komponenten einen nicht zu unterschätzenden Risikofaktor

dar, wie die Möglichkeit eines katastrophalen Ausfalls von Hauptkühlmittelpumpen und Turbinen deutlich macht. In elektronischen und elektrischen Geräten können sich Schäden unbemerkt häufen, bis schließlich ein Punkt erreicht ist, an dem es zu einem massiven Ausfall kommt.

In der Vergangenheit wurden eine Reihe spezifischer alterungsbedingter Probleme vergleichsweise detailliert untersucht. Auch wenn inzwischen mehrere Mechanismen bekannt sind, verstehen wir sie noch lange nicht vollständig.

Zum Beispiel ist der Dosisrateneffekt bei der Bestrahlungsverprödung von Stahl seit vielen Jahren bekannt. Trotzdem kann der Prozess bis heute noch nicht zuverlässig beschrieben und quantifiziert werden, was vor allem ältere AKWs einem erhöhten Risiko eines Berstens des Druckbehälters aussetzt. Ein weiteres noch nicht voll verstandenes Problem ist die Ausbreitung von Rissen in Austenitstahlrohren.

Dieser Wissensmangel in entscheidenden Bereichen nimmt zu, wenn die Anlagenlaufzeit verlängert wird. So gibt es zur Vorhersage der Neutronenversprödung Standardprogramme zur Überwachung des Reaktordruckbehälters während der geplanten Anlagenlebensdauer (üblicherweise bis zu 40 Betriebsjahre).

In Spanien, wo die Anlagenbetreiber überlegen, die Laufzeiten von 40 auf 60 Jahre zu erhöhen, kam man zu dem Ergebnis, dass man die aktuellen Überwachungsprogramme modifizieren muss, um eine präzisere Bewertung der Integrität des Reaktordruckbehälters zu erhalten (Ballesteros u.a. 2004). Das ist höchst problematisch, da bei solchen Überwachungsprogrammen Materialproben über Jahre hinweg bestrahlt werden und diese Programme, will man zuverlässige Informationen erhalten, vor Inbetriebnahme eines Reaktors und nicht Jahrzehnte später geplant werden müssen.

Darüber hinaus können Alterungsprozesse weit reichende Folgen in anderen Bereichen haben, die nicht unmittelbar offenkundig werden. So kam etwa eine von der amerikanischen Nuclear Regulatory Commission initiierte Arbeitsgruppe (Fire Induced Damage to Electrical Cables and Circuits) zu dem Ergebnis, dass in alternden Reaktoren Kabelisolierungen häufig Schäden aufweisen und es häufiger zu Kurzschlüssen und nachfolgenden Kabelbränden kommt. Das kann beispielsweise zur irrtümlichen Aktivierung von sicherheitsrelevanten Ventilen führen und erfordert zusätzliche Brandschutzmaßnahmen (Röwekamp 2004).

Im Folgenden einige der wichtigsten alterungsbedingten Probleme, die primär Leichtwasserreaktoren (Druckwasserreaktoren einschließlich WWERs und Siedewasserreaktoren) betreffen:

Reaktordruckbehälter

- *Kernnahes Material*: Versprödung (Verminderung von Zähigkeit, veränderte Risshaltetemperatur) durch Neutronenbestrahlung. Dieser Effekt ist besonders relevant, wenn Unreinheiten vorliegen. Kupfer und Phosphor beschleunigen die Versprödung, dasselbe gilt für Nickel bei sehr hohen Neutronenflüssen, wie sie in WWER-Reaktorgehäusen vorliegen. Neutronenversprödung betrifft größtenteils Druckwasserreaktoren. Aufgrund eines potenziellen Durchflusseffekts kann sie auch Siedewasserreaktoren betreffen (höhere Schäden bei niedrigeren Durchflussraten bei einer gegebenen Gesamtdosis).
- *Schweißnähte*: Risswachstum aufgrund wechselnder thermischer und mechanischer Belastungen. Bei Druckwasserreaktoren betrifft das größtenteils versprödete kernnahe Schweißnähte, bei Siedewasserreaktoren Längsschweißnähte.
- *Gehäusedeckel*: Rissbildung und -wachstum infolge von Korrosionsmechanismen. Betrifft Druckwasserreaktoren (Meyer 1998).
- *Gehäuseboden*: Schäden aufgrund von Korrosion, Abrasion und thermomechanischer Ermüdung. Betrifft Siedewasserreaktoren.
- *Kerninneres und Kernmantel*: Versprödung aufgrund hoher Neutronenflüsse sowie Schäden durch Korrosion und Erosion. Nur visuelle Inspektion möglich. Falls kobalthaltige Materialien verwendet werden, besteht zusätzlich die Gefahr, dass aktiviertes Kobalt ins Kühlwasser gelangt und zu Kontaminationsproblemen führt, beispielsweise beim Brennstoffwechsel. Betrifft Druck- und Siedewasserreaktoren.

Rohrleitungen

In allen deutschen Siedewasserreaktoren wurden Risse in titanstabilisierten Austenitstahlrohren festgestellt, die hauptsächlich auf Spannungsrisskorrosion zurückgeführt werden (Erve 1994). Austenitstahl ist ein für Korrosionsfestigkeit optimierter Stahl. Wegen des vorteilhafteren Wasserchemismus ging man davon aus, dass es in Druckwasserreaktoren zu keinen durch Spannungsrisskorrosion bedingten Schäden kommen würde. Allerdings kann bei verlängerten Laufzeiten spannungsbedingte Korrosion und Erosion nicht

ausgeschlossen werden. Abgesehen von den mechanischen Belastungen kommt es auch zu bislang wenig bekannten thermischen Belastungen (infolge thermischer Schichtung), die höher sind als ursprünglich in der Anlagenauslegung angenommen (Zaiss u.a. 1994). Verringerungen der Wanddicke und Materialermüdungen infolge von Resonanzschwingungen, Wasserschlag und so weiter können nur schwer überwacht werden. Das alles bedeutet, dass mit der zunehmenden Materialalterung die Gefahr von Schäden steigt.

Im Hinblick auf Rohrbrüche verlässt man sich zusehends auf das Leck-vor-Bruch-Kriterium. Laut diesem Kriterium werden Lecks entdeckt, bevor es zu einem gefährlichen Rohrbruch kommt. Andererseits ist es schon mehrfach zu kompletten „Guillotine“-Brüchen in Atomkraftwerken gekommen – zum Beispiel 1987 in Surry und 1990 in Loviisa, wo es ohne ein vorheriges Leck zu einem Rohrbruch im Sekundärkreislauf kam (Ahlstrand u.a. 1991). Im Februar 1992 brach in einem konventionellen Kraftwerk in Griechenland (Kardia 1) ein thermisch versprödetes Speisewasserrohr (Jansky u.a. 1993). Diese Vorfälle belegen, dass es unter ungünstigen Umständen auch ohne vorherige Lecks zu einem Rohrbruch kommen kann.

Hauptkühlmittelpumpen

Rissbildung und Risswachstum können durch thermische und hochfrequente Ermüdungsvorgänge auftreten und durch korrosive Einflüsse noch verstärkt werden. Inspektionen sind schwierig. Dieses Problem betrifft Druck- und Siedewasserreaktoren. Bei den kerntechnischen Standards der ASME (Vereinigte Staaten) sowie der KTA (Deutschland) erscheinen korrosive Einflüsse bei der Bestimmung von Auslegungskurven für Materialermüdung nicht ausreichend gewürdigt (Rinckel 1998). Entsprechend ist es trotz einer angenommenen ausreichend langfristigen Stabilität bereits nach vergleichsweise kurzen Betriebszeiten zu Brüchen der Pumpenwelle gekommen (beispielsweise nach vier Jahren) (Schulz/Sunder 1987).

Dampferzeuger

Korrosive und erosive Schäden sowie auch Verringerung der Wanddicke in den Dampferzeugerrohren haben weltweit zu einer Intensivierung des Alterungsmanagements geführt, was seit einigen Jahren auch den Austausch kompletter Komponenten umfasst (Meyer 1998). Dieses Problem betrifft nur Druckwasserreaktoren und dabei insbesondere WWER-1000-Typen.

Turbinen

Für das Turbinengehäuse, die Turbinenwellen und die Turbinenschaufeln muss mit Alterungsphänomenen infolge von Korrosion, Erosion und thermomechanischer Ermüdung gerechnet werden. Große geschmiedete Teile weisen stets Inhomogenitäten (Einschlüsse, Seigerungen, Segregationen, kleine Risse) auf, die aufgrund der erwähnten Faktoren zu Schäden führen können. Bei Turbinenschaufelmaterialien wurde Versprödung infolge von Erosion in der Flüssigphase beobachtet (bei 12Cr-Stahl sowie bei der Kobaltlegierung Stellite 6B) (Lee u.a. 1998).

Betonstrukturen

Strukturelle Komponenten wie die Betonelemente des Containers, die Betonhülle, der biologische Schild, Grundstrukturen und Kühltürme sind neben thermomechanischen Belastungen auch Wettereinflüssen, chemischen Attacken und zum Teil auch hohen Strahlungsbelastungen ausgesetzt. Betroffen davon sind Druck- wie Siedewasserreaktoren. Da sich korrosive Schäden an Stahlverstärkungen nur schwer überprüfen lassen, besteht die Gefahr, dass Festigkeitsminderungen übersehen werden. Die Schadensmechanismen am Beton durch korrosive Vorgänge, wie sie den hohen Strahlendosen entsprechen, sind noch weitgehend unbekannt. Insbesondere ist es schwierig, die Unsicherheiten der entwickelten Modelle zu quantifizieren und diese Modelle mit experimentellen Daten zu validieren (Naus u.a. 1996).

In den USA wurde eine Datenbank (Structural Materials' Information Center) mit dem Ziel erstellt, die Umwelteinflüsse und Alterungsfaktoren für Beton zu bewerten. Eine umfassende Studie zur Alterung französischer Kühltürme gelangte zu dem Schluss, dass die geplante Laufzeit von 40 Jahren wahrscheinlich erreicht wird, die Sicherheitsabstände allerdings beträchtlich geringer als angenommen sind (Bolvin/Chauvel 1993). In der Schweiz wurde 1991 ein systematisches Programm zur Alterungsüberwachung für Atomkraftwerkstrukturen initiiert (Zwicky/Kluge 1993).

Seismische Sicherheitsanalysen werden im Allgemeinen auf Grundlage der ursprünglichen Anlagenparameter vorgenommen. Bislang wurde in diesem Kontext der Ermüdung der Strukturen durch Alterungsprozesse ungeachtet der Bedeutung des Themas kaum Aufmerksamkeit gewidmet: „Die Evaluation für seismische Belastung ist besonders wichtig, da geschwächte Strukturen oder

Komponenten anfälliger für seismische Belastung sein könnten. Hinsichtlich der seismischen Analyse können Alterungs- oder Abbauprozesse die dynamischen Eigenschaften, die strukturellen Reaktionen, Resistenzen oder Kapazitäten, die Ausfallursachen und die Ursprungspunkte von Ausfällen beeinflussen“ (Shao u.a. 1998).

Kabel

Zunächst einmal verringert sich im Laufe der Zeit durch die Versprödung der isolierenden Schichten die mechanische Stabilität von Kabeln. Das wirkt sich selbst im Falle von Rissbildungen zunächst zwar nicht auf die elektrischen Eigenschaften aus, doch stellen gealterte Kabel mit gerissener Isolierung in feuchten oder chemisch aggressiven Umgebungen insbesondere bei Unfällen ein zusätzliches Risiko dar (Sliter 1993).

Elektronische Geräte

In Atomkraftwerken kommen viele elektronische Geräte zum Einsatz. Temperatur und Strahlung sind die wichtigsten Faktoren, die zu ihrer Alterung beitragen; weitere Alterungsfaktoren sind Feuchtigkeit und chemische Einflüsse. Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Geräte und der komplexen Alterungsphänomene, die bislang noch nicht systematisch untersucht wurden, sind zuverlässige Laufzeitschätzungen sehr schwierig. Die Möglichkeit von Durchflusseffekten, insbesondere in Halbleiterelementen, stellt eine zusätzliche Gefahr dar (IAEA 1990). Das heißt, dass mit dem Anlagenalter die Zuverlässigkeit der elektronischen Geräte abnehmen kann – bei gleichzeitig sinkenden Sicherheitsabständen des Gesamtsystems.

3.4 Die Folgen von Alterungsprozessen

Alterungserscheinungen lassen sich grob in zwei Kategorien unterteilen: Einerseits nimmt die Zahl von Zwischenfällen und meldepflichtigen Störfällen in einem Atomkraftwerk zu – kleine Lecks, Risse, Kurzschlüsse aufgrund von Kabelschäden und so weiter. In Deutschland beispielsweise entfielen im Zeitraum von 1999 bis 2003 auf die zehn ältesten Reaktoren (von insgesamt 19 betriebenen Atomkraftwerken) 64 Prozent aller meldepflichtigen Störfälle (unter Berücksichtigung der Schwere der Ereignisse) (BMU 1999-2003).

Andererseits treten Prozesse auf, die zu einer graduellen Materialschwächung führen. Diese Prozesse können keinerlei Folgen

während der Reaktorlaufzeit zeitigen, aber ebenso gut auch zum katastrophalen Ausfall von Komponenten mit nachfolgend massiven radioaktiven Freisetzungen führen. Darunter fällt insbesondere die Versprödung des Reaktordruckbehälters, die die Berstgefahr des Druckbehälters erhöht. Das Versagen des Druckbehälters in einem DWR oder einem SWR stellt einen Unfall besonderer Größenordnung dar. Da die Sicherheitssysteme für einen solchen Unfall nicht ausgelegt sind, kann er nicht beherrscht werden. Darüber hinaus kann ein Versagen des Druckbehälters auch zu einem unmittelbaren Containmentversagen führen, beispielsweise durch die Druckspitze nach dem Bersten des Behälters oder durch den Aufschlag energiereicher Bruchstücke. Die Folge wären katastrophale radioaktive Freisetzungen.

Die Versprödung von Druckröhren bei RBMKs oder CANDU-Reaktoren gehört ebenfalls in die Kategorie von Alterungsprozessen mit potenziell katastrophalen Konsequenzen. Bei Versagen einer einzelnen oder einiger weniger Röhren kann der Unfall wahrscheinlich kontrolliert werden – nicht aber, wenn eine große Anzahl Röhren versagt.

Weitere Beispiele sind Korrosionsprozesse, die jahrelang übersehen werden können – wie der Fall eines jüngeren Zwischenfalls im amerikanischen Druckwasserreaktor Davis Besse zeigt.

Bei den von Atomaufsichtsbehörden zusehends genutzten probabilistischen Risikoanalysen (PRAs) wird die Alterung üblicherweise nicht berücksichtigt. Bei PRAs werden für Komponenten gemeinhin Ausfallraten im niedrigen Mittelteil der „Badewannenkurve“ angesetzt, was zu einer Unterschätzung des Risikos führt (Lochbaum 2000). Es gibt zwar einige Versuche, Alterungsprozesse in solche Studien zu integrieren, zum Beispiel bei einer jüngeren PRA des Schweizer Druckwasserreaktors Beznau, doch wurden Alterungserscheinungen dabei nur unzureichend berücksichtigt und die verfügbaren Informationen erscheinen etwas widersprüchlich (FEA 2004). Da einige Alterungsprozesse, wie weiter oben angemerkt, noch nicht vollständig verstanden werden, ist eine umfassende und ausreichende Behandlung von Alterungserscheinungen im Rahmen einer PRA heute noch nicht möglich und würde umfangreiche weitere Forschungen erfordern.

Somit ist klar, dass das Risiko eines nuklearen Unfalls mit jedem Jahr, das ein Atomkraftwerk über zwei Jahrzehnte hinaus im Betrieb ist, signifikant steigt. Allerdings ist es nicht möglich, diese kontinu-

ierliche Risikozunahme zu quantifizieren. Eine erhöhte Wachsamkeit während des Betriebs und intensivere Wartungs- und Reparaturanstrengungen können dieser Gefahr zumindest in gewissem Maße gegensteuern. Allerdings geht im Zeitalter der Liberalisierung und des wachsenden ökonomischen Drucks auf die Reaktorbetreiber der Trend eher in die entgegengesetzte Richtung, während zugleich die Reaktoren weiter altern.

3.5 Gegenmaßnahmen

Wenn es um Gegenmaßnahmen zur Alterung geht, muss man zwischen ersetzbaren und nicht ersetzbaren Komponenten unterscheiden. Unter Reaktorbetreibern besteht der Konsens, dass im Prinzip alle sicherheitsrelevanten Komponenten in Druck- oder Siedewasserreaktoren bis auf zwei ersetzt werden können: der Reaktordruckbehälter und der Sicherheitsbehälter (Containment). Beim russischen Reaktortyp WWER-440 scheint aufgrund des so genannten Blocksystems darüber hinaus der Austausch des Dampferzeugers nicht möglich zu sein (LMD 2002).

Da der Reaktordruckbehälter im Allgemeinen als die entscheidende Komponente für die Lebenszeit eines Atomkraftwerkes gilt, wurden in den letzten Jahren Untersuchungen durchgeführt, ob ein Austausch des Reaktordruckbehälters nicht doch möglich ist. Siemens beispielsweise hat sich mit dieser Option befasst (WISE 1998), und auch in Japan wurde eine Machbarkeitsstudie für einen Siedewasserreaktor erstellt (Daisuke 1999). Letztere kam zu dem Schluss, dass zur Frage des Austauschs des Reaktordruckbehälters eine den Rahmen der Studie sprengende integrierte Bewertung notwendig wäre, prinzipiell aber wurde die technische Machbarkeit bestätigt. Insgesamt jedoch ist der Austausch des Reaktordruckbehälters derzeit keine ernsthafte Option, und Druckbehälter gelten weiterhin als nicht ersetzbar (LMD 2002).

RBMKs und CANDUs haben in dieser Hinsicht einen Vorteil, da ihre Druckröhren ausgetauscht werden können und das bereits auch schon in größerem Maßstab unternommen worden ist. Allerdings ist das ein kostspieliger und zeitaufwendiger Vorgang. Die Lebenszeit von Druckröhren ist beträchtlich kürzer als die eines normalen Druckbehälters, da die Röhren einer weitaus höheren Neutronenstrahlung ausgesetzt sind. Die möglichen Gegenmaßnahmen lassen sich grob in vier Ebenen unterteilen:

- **Austausch von Komponenten:** Das ist – abgesehen von einer dauerhaften Abschaltung – die einzige Option im Fall offenkundiger Mängel, entstehender Lecks und anderer Probleme, die sich direkt auf den Kraftwerksbetrieb auswirken. Selbst große Komponenten wie Dampferzeuger und Druckbehälterdeckel (und Druckröhren) lassen sich auswechseln. Die Kosten von Maßnahmen auf dieser Ebene sind üblicherweise sehr hoch. Beim Austausch von Komponenten fällt darüber hinaus zusätzlicher radioaktiver Abfall an.
- **Belastungsverminderung:** Das betrifft primär den Reaktordruckbehälter. Zur Vermeidung eines thermischen Schocks kann Notkühlwasser vorgeheizt werden. Zur Verminderung der Neutronenstrahlung (und damit der Versprödung) kann der Neutronenfluss auf die Gehäusewand durch die Platzierung von Blindelementen oder stark abgebrannten Brennstoffelementen in äußere Kernpositionen reduziert werden. Im Prinzip eignen sich Maßnahmen dieser Art auch für andere Komponenten, allerdings können sie den Trend zu Leistungserhöhung konterkarieren. Die Kosten sind auf dieser Ebene mäßig.
- **Intensivere Inspektionen und Anlagenüberwachung:** Alterungseffekte in Materialien können durch häufigere Inspektionen und/oder durch eine intensivere Anlagenüberwachung in Verbindung mit entsprechenden Wartungsmaßnahmen „kompensiert“ werden, zumindest wenn man davon ausgeht, dass Risse und andere Schäden und Verschlechterungen festgestellt werden, bevor sie zu katastrophalen Ausfällen führen. Die Kosten solcher Maßnahmen sind vergleichsweise niedrig, besonders im Hinblick auf die Anlagenüberwachung.
- **Geringere Sicherheitsabstände:** Durch eine Verminderung der Sicherheitsanforderungen ergeben sich längere Lebenszeiten – zumindest auf dem Papier.

Die Option der Reparatur von Komponenten wurde hier nicht berücksichtigt, da Reparaturen unabhängig von Laufzeitverlängerungen größtenteils Bestandteil der während des Betriebs ohnehin erforderlichen Maßnahmen sind. Eine wichtige Ausnahme ist das in Ost- und Mitteleuropa praktizierte Tempern des Reaktordruckbehälters zur Reduzierung der Versprödung, das allerdings im Hinblick auf den langfristigen Nutzen fragwürdig ist, da bis heute kein ausreichendes Wissen über das Versprödungsverhalten von getemperten

Druckbehältern vorliegt. Die meisten jüngeren Publikationen zur Alterung betonen zwar, dass die Maßnahmen zur Kontrolle der Alterungsprozesse im Allgemeinen ausreichend sind. Andererseits jedoch wird diese Schlussfolgerung durch die häufig geäußerte Ansicht, dass weitere Untersuchungen zu Alterungsfragen dringend erforderlich wären, beträchtlich eingeschränkt, wenn nicht gar widerlegt.

Zum Beispiel stellt eine französisch/deutsche Publikation (Morlent/Michel 2001) fest, dass laut internationalen Analysen ein Trend zu mehr und mehr alterungsbedingten Zwischenfällen zu verzeichnen ist, der weitere Untersuchungen erfordert. Auch zeigten die „Erfahrungen aus dem Betrieb, dass im Laufe der Zeit neue Erkenntnisse hinsichtlich der Bewertung des Alterungsverhaltens [von Strukturen, Systemen und Komponenten] ans Tageslicht kommen können. Daher wird es als notwendig erachtet, die durchgeführten Untersuchungen fortzusetzen, um in einem frühzeitigen Stadium Hinweise auf mögliche sicherheitsrelevante alterungsbedingte Änderungen zu erhalten“.

Doch der ökonomische Druck hat inzwischen so sehr zugenommen, dass selbst Inspektionen reduziert werden – genau das Gegenteil dessen, was ein wirksames Alterungsmanagement erfordert. Verschärft wird das noch durch die generellen Kostensparprogramme, die die Atomkraftbetreiber aufgrund der Liberalisierung der Strommärkte und des dadurch verstärkten Wettbewerbs initiiert haben. So wird zum Beispiel behauptet, dass durch eine intensivere Anlagenüberwachung Inspektionen ersetzt werden können (Schulz 2001), wobei das allerdings eher ein Versuch zu sein scheint, die Reduzierung der Sicherheitsanforderungen zu kaschieren, was in keiner Weise beruhigend wirkt.

In Ermangelung von Alternativen wird zusehends auch die Zwischenlagerung von abgebrannten Kernbrennstoffen in den Anlagen selbst praktiziert oder geplant (in den USA, Deutschland, mehreren mittel- und osteuropäischen Staaten und anderen Ländern). Eine notwendige und bislang kaum beachtete Voraussetzung für die Laufzeitverlängerung in den betroffenen Ländern ist der Ausbau der Lagerkapazität, die mit einer entsprechenden Zunahme des radioaktiven Inventars am Standort einhergeht.

Wie aus der Aufstellung der Laufzeitverlängerungsprogramme ersichtlich, werden in den meisten Ländern, die Atomkraftwerke betreiben, Laufzeitverlängerungen geplant.

Tabelle 1

Weltweite Programme zur Laufzeitverlängerung

Land	Anzahl Reaktoren	Durchschnittliches Alter	Ursprünglich	Geplant	Anmerkungen
Argentinien	2	25			Keine Informationen verfügbar.
Armenien	1	24	30	30	Medzamore, WWER 440-230, Laufzeitverlängerung unwahrscheinlich.
Belgien	7	25	30	40	Politische Vereinbarung im Jahr 2003 begrenzt die Lebenszeit auf 40 Jahre.
Brasilien	2	12			Noch kein Thema.
Bulgarien	4	20	30		Politische Vereinbarung zur Stilllegung der Blöcke 1 bis 4.
China	11	5			Noch kein Thema.
Deutschland	18	25		32	Eine politische Vereinbarung mit den Energieversorgern sieht eine durchschnittliche Laufzeit von 32 Jahren vor.
Finnland	4	25	30	60	Die Olkiluoto-Anlage wurde bereits technischen Änderungen unterzogen, die eine Laufzeit von 40 Jahren ermöglichen. Derzeit werden Pläne für eine Laufzeitverlängerung von nochmals 20 Jahren entwickelt.
Frankreich	59	20	30	40	Konkrete Pläne, die Laufzeit aller Reaktoren auf 40 Jahre zu verlängern.
Großbritannien	23	26			Für alle Magnox-Reaktoren wurde eine feste Betriebszeit von bis zu 50 Jahren festgelegt. Für die AGRs (Generation II) ist eine begrenzte Laufzeitverlän-

Land	Anzahl Reaktoren	Durchschnittliches Alter	Ursprünglich	Geplant	Anmerkungen
					gerung (bis zu fünf Jahre) vorgesehen.
Indien	14	17			Berichten zufolge werden an einigen Standorten progressive Maßnahmen zur Laufzeitverlängerung ergriffen, obwohl darüber kaum konkrete Informationen vorliegen.
Japan	54	24		60	Die Betriebslizenz der Energieversorger enthält keinen definitiven Endpunkt. Das MITI untersucht gegenwärtig Vorschläge, die Betriebszeiten von 60 Jahren ermöglichen sollen.
Kanada	17	22	30		Verschleißprobleme erzwangen die zeitweilige Stilllegung von acht Reaktoren in den späten 90er Jahren. Die weitere Betriebszeit wird vom Verhalten dieser und der anderen CANDU-Reaktoren abhängig gemacht.
Litauen	1	18			Im Rahmen der Beitrittsvereinbarungen zur EU soll der letzte noch betriebene Reaktor 2009 stillgelegt werden.
Mexiko	2	12			Noch kein Thema.
Niederlande	1	32		40	Der modernisierte Borselle-Reaktor soll bis 2013 in Betrieb bleiben.
Pakistan	2	19	30	45	Die Laufzeit des Kanup-Reaktors wurde um 15 Jahre verlängert.
Rumänien	1	9			Noch kein Thema.
Russische Föderation	31	24			In den RBMK-Reaktoren in Sosnowij Bor bei St. Petersburg werden die Druckröhren ausgetauscht, um eine

Land	Anzahl Reaktoren	Durchschnittliches Alter	Ursprünglich	Geplant	Anmerkungen
					Laufzeit von 40 Jahren zu erreichen, eine Maßnahme, die für andere vergleichbare Reaktortypen zu erwarten ist.
Schweden	11	26			Laut einem Referendum sollen zwar sämtliche Reaktoren bis 2010 stillgelegt werden, doch erscheint dieser Stilllegungsfahrplan inzwischen überholt und werden derzeit alle Reaktoren neu bewertet.
Schweiz	5	30			Einige Reaktoren haben unbeschränkte, andere auf zehn Jahre beschränkte Betriebslizenzen; maximale Laufzeiten wurden nicht festgelegt.
Slowakei	6	17			Die vier Reaktorblöcke von Bohunice V1 sollen bis Ende 2008 im Rahmen der Beitrittsvereinbarungen zur EU stillgelegt werden.
Slowenien	1	22		40	Keine Pläne, den bestehenden Krsko-Reaktor über die 40jährige erwartete Lebensdauer hinaus zu betreiben.
Spanien	9	23	40	60	Der älteste Reaktor, Jose Cabrera, steht 2006 nach 37 Jahren Betrieb zur Stilllegung an.
Südafrika	2	20		40	Keine Pläne, die bestehenden Anlagen über die 40jährige erwartete Lebensdauer hinaus zu betreiben.
Südkorea	20	13			An Plänen zur Verlängerung der Laufzeit auf bis zu 60 Jahre wird gearbeitet.

Land	Anzahl Reaktoren	Durchschnittliches Alter	Ursprünglich	Geplant	Anmerkungen
Taiwan	6	23			
Tschechien	6	13		40	Ein umfangreiches Modernisierungsprogramm ist in Gang, um die Laufzeit der Dukovany-Reaktoren auf 40 Jahre zu verlängern.
Ukraine	15	16	30		Pläne zur Modernisierung und Laufzeitverlängerung aller ukrainischen WWER 1000 liegen vor.
Ungarn	4	20	30	50	Maßnahmen sind geplant, die Laufzeit der Paks-Reaktoren auf 50 Jahre zu erhöhen.
Vereinigte Staaten	104	22			Die ersten auf 40 Jahre ausgestellten Betriebslizenzen werden bei drei Anlagen 2009 auslaufen. Von den restlichen Reaktoren haben 23 Lizenzen, die bis 2015 auslaufen. Reaktoren, deren Laufzeit um 20 Jahre verlängert wurde: Calvert Cliffs (1 & 2), Oconee (1,2 & 3), Arkansas Nuclear One 1, Edwin I Hatch (1&2), Turkey Point (3 & 4), Surry (1 & 2), North Anna (1 & 2), McGuire (1 & 2), Catawba (1 & 2), Peach Bottom (2 & 3), St Lucie (1 & 2), Fort Calhoun, Robinson 2, Ginna, Summer, Dresden (2 & 3), Quad Cities (1 & 2).

Quelle: IAEA 2005

3.6 Die Kostenseite

Die Folgen der Alterung werden umso offenkundiger, je mehr Zwischenfälle und Störfälle die Anlagenverfügbarkeit reduzieren und damit auch die produzierte und verkaufte Strommenge. Aus diesem Grund verspüren Anlagenbetreiber – zumindest bis zu einem bestimmten Punkt – einen deutlichen Anreiz zur Implementierung von Modernisierungs- und Gegenmaßnahmen.

Auf der anderen Seite lösen Vorgänge, die „lediglich“ die – im Vergleich zur Alltagserfahrung vernachlässigbare – Wahrscheinlichkeit eines katastrophalen Versagens erhöhen, keine ökonomischen Nachteile aus (zumindest so lange den Anlagenbetreibern das Glück hold bleibt). Deshalb besteht von der ökonomischen Perspektive her kein besonderer Anreiz zu Investitionen in Maßnahmen zur Reduzierung solcher Alterungsmechanismen und werden die Betreiber versuchen, die damit assoziierten Kosten so niedrig wie möglich zu halten.

Entsprechend neigen die Reaktorbetreiber dazu, sich auf die beiden unteren Ebenen (Reduzierung der Belastung und der Sicherheitsanforderungen) zu konzentrieren und den Komponentenaustausch auf kleinere Teile zu beschränken.

Der Austausch großer Komponenten wurde (und wird) nur dann vorgenommen, wenn die verbleibende (und eventuell verlängerte) Laufzeit ausreicht, die Investition zu amortisieren. Beispielsweise wurden in den meisten westlichen Ländern in Kraftwerken mit Druckwasserreaktoren die Dampferzeuger ausgetauscht und in Frankreich und einigen anderen Ländern die Reaktorgehäusedeckel.

Die quantitative ökonomische Bewertung von Laufzeitverlängerungen ist kompliziert und hängt stark von den spezifischen Umständen der einzelnen Anlagen ab. Mehrere Studien stellen einen substantiellen Kostenvorteil fest, so hat zum Beispiel unlängst ein amerikanischer Analyst die Anlagenkosten der Laufzeitverlängerung für US-Atomkraftwerke mit rund 10-50 \$/kW angegeben. Dagegen würden sich die Kosten bei den günstigsten nichtnuklearen Alternativen auf 325-405 \$/kW und bei einer Laufzeitverlängerung von Kohlekraftwerken um 20 Jahre auf 100-250 \$/kW belaufen (Macdougall 1998). Der Neubau kerntechnischer Kapazitäten wäre mit weit über 1000 \$/kW beträchtlich teurer als alle diese Optionen.

Wie eine systematische Studie der IAEA belegt, variieren die Kostenschätzungen von Laufzeitverlängerungen ganz erheblich. Auf der Grundlage eines Fragebogens, der von Reaktorbetreibern in

zwölf Ländern beantwortet wurde, liegt die Bandbreite zwischen 120 und 680 US-Dollar pro Kilowatt. Allerdings gibt dieses Spektrum nur den Kernbereich der verschiedenen Schätzungen wider; die Wahrscheinlichkeit, dass die tatsächlichen Kosten darunter beziehungsweise darüber liegen, beträgt jeweils 20 Prozent. Da die Angaben in den deregulierten Strommärkten der Vertraulichkeit unterliegen, werden die Kostendaten in dem IAEA-Bericht nur als Bandbreiten aufgeführt (IAEA 2002).

Laut Aussage des französischen Industrieministers Pierret, der für eine Laufzeitverlängerung der französischen Reaktoren eintritt, würde jedes Betriebsjahr über die Anlagenlaufzeit von 30 Jahren hinaus pro Reaktor einen Gewinn von rund 70 Millionen US-Dollar abwerfen (NUCWEEK 47_00). Für die französischen Reaktoren insgesamt würde sich damit bei zehn Jahren zusätzlicher Laufzeit ein kumulierter Cashflow von ca. 23 Milliarden Euro ergeben (NUCWEEK 40_03).

Über diese allgemeinen Kostenschätzungen hinaus liegen für einige Projekte konkrete Kostenangaben für die Laufzeitverlängerung vor. So soll die Modernisierung der beiden finnischen Olkiluoto-Siedewasserreaktoren mit dem Ziel einer zehnjährigen Laufzeitverlängerung rund 130 Millionen Euro gekostet haben (Rastas 2003). Die Kosten der Laufzeitverlängerung der WWER-Blöcke im ungarischen Paks um 20 Jahre werden mit 700 Millionen Euro veranschlagt (NUCWEEK 47_04), und von den ukrainischen Plänen zur Laufzeitverlängerung (um 10 bis 15 Jahre) heißt es, dass sie um drei bis vier mal günstiger als der Bau neuer Anlagen sein sollen (NUCWEEK 23_03). Für die Laufzeitverlängerung der WWERs der ersten Generation auf Kola um 15 Jahre wurden Kosten von 150 Millionen Euro für beide Blöcke beziffert (NUCWEEK 33_04).

Die Kosten der Lizenzverlängerung und der Überprüfung durch die Aufsichtsbehörden machen einen zwar vergleichsweise kleinen, aber doch nicht zu vernachlässigenden Teil der Gesamtkosten der Laufzeitverlängerung aus und werden zum Beispiel für die beiden Blöcke des amerikanischen Siedewasserreaktors Nine Mile Point auf rund 25 Millionen US-Dollar geschätzt (NUCWEEK 48_03).

Im Vergleich zu neuen Reaktoren wie dem finnischen EPR, der den Energieversorger TVO drei Milliarden Euro kosten wird, nehmen sich die Kosten der Modernisierungsmaßnahmen für eine Laufzeitverlängerung fast bescheiden aus.

3.7 Leistungserhöhung

Die Leistungserhöhung ist eine wirtschaftlich attraktive Option für die Atomkraftwerkbetreiber, die von der Öffentlichkeit üblicherweise kaum wahrgenommen wird und sich besonders in Verbindung mit einer Laufzeitverlängerung auszahlt.

Leistungserhöhungen werden in den meisten Ländern mit Atomreaktoren durchgeführt. In Spanien, wo durch die Aufrüstung von Turbinen und Dampferzeugern die Atomstromkapazität zwischen 1995 und 1997 um vier Prozent erhöht wurde, wurde die Leistungserhöhung in den letzten Jahren kontinuierlich vorangetrieben und im Siedewasserreaktor Cofrentes die Erzeugungskapazität bis Anfang 2003 um rund elf Prozent erhöht (FORATOM 2004). In Schweden konnte die Atomstromkapazität durch Leistungserhöhung um 600 MWe gesteigert werden (Varley/Paffernbarger 1998).

Die Leistung des finnischen Atomkraftwerks Olkiluoto wurde um 18,3 Prozent erhöht (Rastas 2003), und in Deutschland summierten sich die Leistungserhöhungen bis Mitte 2004 auf über 800 MWe oder 4 Prozent der installierten nuklearen Kapazität. Weitere 450 MWe sind geplant (DATF 2003, atw 2004). Auch in den Vereinigten Staaten sind umfangreiche Leistungserhöhungen geplant. Beispielsweise wird beabsichtigt, die Kapazität des Druckwasserreaktors Ginna (mit einer aktuellen Kapazität von 495 MWe), für den zusätzlich eine Laufzeitverlängerung geplant ist, in den nächsten fünf Jahren um 17 Prozent zu erhöhen. Da die Investitionskosten pro Kilowattstunde reduziert werden sollen, sind ganz offenkundig keine nennenswerten Neuinvestitionen in modernere Sicherheitssysteme geplant (NUCWEEK 48_03). Maßnahmen zur Leistungserhöhung werden auch bei überalterten sowjetischen Reaktortypen durchgeführt, beispielsweise soll die Leistung der vier Generation II-WWER-Blöcke im ungarischen Paks von der (bereits leicht erhöhten) aktuellen Kapazität von 470 MWe auf 510 MWe ausgebaut werden.

Um die elektrische Erzeugungskapazität einer kerntechnischen Anlage zu steigern, gibt es zwei (häufig kombinierte) Optionen:

- Bei konstanter Reaktorleistung wird der thermische Wirkungsgrad der Anlage erhöht. Das wird größtenteils durch die Optimierung der Turbinen erreicht. Dadurch ändert sich nichts an der Betriebssicherheit der Anlage. Die Effizienz kann auch durch den Austausch der Dampferzeuger gesteigert werden, wenn die neuen Wärmetauscher eine höhere Effizienz aufweisen.

- Die thermische Leistung des Reaktors wird erhöht, üblicherweise durch eine höhere Kühlmitteltemperatur. Dadurch wird mehr Dampf erzeugt und kann der Reaktor über die Turbinen (die ebenfalls modifiziert werden müssen) mehr Elektrizität erzeugen. Eine Zunahme der thermischen Leistung impliziert mehr Kernspaltungen und damit ein höheres Betriebsrisiko. Gleichzeitig kommt es zwangsläufig zu stärkeren Belastungen der Materialien im Reaktor. Dass eine höhere Reaktorleistung die Betriebssicherheit verringert und zugleich Alterungsprozesse beschleunigt, ist allgemein akzeptiert.

Da das Potenzial für Leistungserhöhungen durch die Verbesserung der thermischen Effizienz in den letzten Jahren bereits weitgehend ausgeschöpft worden ist, geht der Trend derzeit dahin, weitere Leistungserhöhungen über die Erhöhung der Reaktorleistung zu erzielen. In Deutschland beispielsweise fallen alle derzeit geplanten Leistungserhöhungen in letztere Kategorie.

Darüber hinaus gilt die Erhöhung der thermischen Leistung eines Reaktors als eine besonders kosteneffektive Methode, die Stromerzeugung zu erhöhen (FRAMATOME 2004).

In Druckwasserreaktoren wird die Reaktorleistung durch die mit einem Temperaturanstieg im Kern einhergehende Erhöhung der durchschnittlichen Kühlmitteltemperatur erreicht. Das führt zu geringeren Sicherheitsabständen: Neben einem höheren Risiko der Korrosion an den Brennstoffelementhüllen kann der Druck im primären Kreislauf bei Übergängen höhere Spitzenwerte erreichen. Darüber hinaus nimmt das radioaktive Inventar im Reaktorkern proportional zur Leistungserhöhung zu. Die Kontrolle oder Abschwächung kritischer Situationen wird entsprechend schwieriger – so muss zum Beispiel bei der Druckentlastung des Containments die Druckentlastungsrate erhöht werden (Bornemann/Heinz 2001).

Ähnliche Probleme treten bei Leistungserhöhungen bei anderen Reaktortypen auf. So kam es beispielsweise nach der Leistungserhöhung beim Siedewasserreaktor Quad City 2 in den Vereinigten Staaten zu Vibrationen in der Frischdampfleitung, wodurch andere Komponenten beschädigt und der Reaktor mehrfach zu Reparaturen abgeschaltet werden musste (UCS 2004).

Die Erhöhung des Brennstoffabbrands (wodurch mehr Energie pro Tonne Brennstoff möglich wird) ist ein weiterer Weg, wie Reaktorbetreiber eine höhere Wirtschaftlichkeit ihrer Anlagen erreichen

wollen. Allerdings erfordert das entsprechend stärker angereicherten frischen Kernbrennstoff.

Die Bemühungen zur Erhöhung des Abbrands sind in den letzten Jahren verstärkt worden. In früheren Jahrzehnten lag der durchschnittliche Abbrand von Druckwasserreaktor-Brennelementen bei 30.000 MWd/t, oder knapp darüber. Heute werden Abbrände von 50.000 MWd/t erreicht und 60.000 MWd/t angestrebt. Bei Siedewasserreaktoren verläuft der Trend, wenn auch auf einem niedrigeren Niveau, ähnlich.

Ein höherer Abbrand erhöht auch die Gefahr eines Brennstoffhüllenbruchs und damit der radioaktiven Kontamination des Kühlwassers. Darüber hinaus herrscht noch Unsicherheit darüber, wie sich hohe Abbrände auf das Verhalten der Brennstäbe unter Unfallbedingungen auswirken.

Die Verwendung von Kernbrennstoffen mit hohem Abbrand kann auch die Betriebssicherheit vermindern, beispielsweise nimmt in Siedewasserreaktoren die Gefahr von Neutronenflusschwankungen zu.

Ein höherer Abbrand reduziert zwar die Menge des jährlich in einem Leistungsreaktor anfallenden abgebrannten Brennstoffs. Andererseits sind aufgrund der höheren Strahlungsintensität, der stärkeren Wärmeentwicklung und des höheren Anteils an langlebigen Aktiniden Handhabung, Transport, Lagerung und Entsorgung des abgebrannten Brennstoffs schwieriger und riskanter.

3.8 Die Sichtweise der Aufsichtsbehörden

Obwohl der allgemeine Konsens lautet, dass die Hauptverantwortung für den sicheren Betrieb von Atomkraftwerken bei den Betreibern liegt, spielen auch die Atomaufsichtsbehörden eine entscheidende Rolle hinsichtlich der in den einzelnen Ländern geltenden Sicherheitsstandards und des als akzeptabel betrachteten Risikoniveaus. Deswegen müssen hier auch die Perspektive der Aufsichtsbehörden und die Probleme, mit denen sie im Hinblick auf die Alterung und Laufzeitverlängerung konfrontiert sind, diskutiert werden. Wenn nicht anders angezeigt, basiert dieser Abschnitt auf einem neueren Bericht des Nuclear Energy Agency Committee on Nuclear Regulatory Activities der OECD, dem primär die oberen Atomaufsichtsbehörden vieler Länder angehören (CNRA 2001).

Die Atomaufsichtspraxis variiert je nach Land beträchtlich, was besonders für die Bereiche Alterung und Laufzeitverlängerung gilt.

Zunächst einmal vergeben einige Länder (darunter beispielsweise die Vereinigten Staaten und Finnland) nur Betriebslizenzen für einen begrenzten Zeitraum. In der Schweiz haben einige Atomkraftwerke zeitlich begrenzte, andere dagegen unbegrenzte Lizenzen. Die meisten Länder jedoch vergeben grundsätzlich unbeschränkt Lizenzen, einen dauerhaft sicheren Betrieb der Anlage vorausgesetzt.

Periodischen Sicherheitsprüfungen kommt insbesondere in Ländern mit unbeschränkten Lizenzen eine zunehmend wichtige Rolle für die Rechtfertigung des weiteren Betriebs zu, wobei in dieser Hinsicht beachtliche Variationen zwischen den einzelnen Ländern bestehen. Das betrifft zum einen den Umfang an Dokumentationen und anderen Informationen, die die Betreiber vorlegen müssen, aber auch das Ausmaß unabhängiger Sicherheitsüberprüfungen durch die Aufsichtsbehörden.

Die Verfahren variieren auch stark im Hinblick auf die Entwicklung und Modernisierung von Regeln und Vorschriften. Obgleich in allen Ländern die Regulation größtenteils auf deterministischen Methoden und Kriterien basiert, nimmt doch die Bedeutung von probabilistischen Methoden immer mehr zu. In einigen Ländern sind solche Methoden bereits offiziell in den Lizenzierungsprozess integriert worden, während die Aufsichtsbehörden in anderen Ländern ihnen skeptischer gegenüber stehen.

Den meisten regulatorischen Ansätzen gemein ist, dass die Aufsichtsbehörden die Gesamtkonstruktion einer Anlage überprüfen, um zu bestimmen, welche Sicherheitsverbesserungen von den Betreibern gefordert und erwartet werden können. Doch selbst in diesem Zusammenhang gibt es eine wichtige Ausnahme: Der Lizenzverlängerungsprozess in den Vereinigten Staaten konzentriert sich einseitig auf die schädlichen Auswirkungen der Alterung, ohne die aktuelle Genehmigungsgrundlage einer Anlage zu überprüfen.

Ungeachtet dieses heterogenen Bildes lässt sich eine Reihe von Problemen benennen, mit denen die Aufsichtsbehörden weltweit konfrontiert sind. Der grundlegendste und schwerwiegendste Mangel der regulatorischen Praxis besteht in allen Ländern darin, dass sie kein umfassendes Set an technischen Kriterien dafür haben, ob der weitere Betrieb eines Atomkraftwerks erlaubt werden kann.

Ein allgemein anerkanntes Prinzip lautet, dass die Lizenzierungsauflagen einer Anlage die gesamte Laufzeit hindurch erfüllt werden müssen. Darüber hinaus erheben einige wenige Länder (beispiels-

weise die Schweiz) die explizite Forderung, dass Atomkraftwerke dem Stand der Technik und Wissenschaft entsprechen, während in vielen anderen Ländern diese Anforderung dem regulativen Ansatz implizit zugrunde liegt. Allerdings ist diese Auflage potenziell sehr schwer zu erfüllen und die Aufsichtsbehörden können insbesondere bei älteren Reaktoren nur schwer beurteilen, inwieweit sie sich praktisch umsetzen lässt.

In der Praxis wird die Nachrüstung älterer Atomkraftwerke auf moderne Standards von Aufsichtsbehörden nur in einem unter Berücksichtigung der Sicherheitsverbesserungen und Kosten „vernünftigerweise durchführbaren“ Maß verlangt, wie die Antworten auf eine Umfrage der Nuclear Energy Agency der OECD zeigen. Eine Formulierung, die natürlich beträchtlichen Spielraum für Interpretationen und Kompromisse lässt. Im Allgemeinen bewerten die Aufsichtsbehörden Abweichungen von modernen Standards auf einer pragmatischen Einzelfallbasis.

Der Trend zur Verwendung probabilistischer Methoden stellt auch für die Aufsichtsbehörden ein Problem dar. Obwohl Wahrscheinlichkeitsanalysen zunehmend als regulatorische Instrumente Einsatz finden, sind die Aufsichtsbehörden größtenteils nicht bereit, probabilistische Aussagen allein als ausreichend zur Verlängerung von Lizenzen zu akzeptieren, deren Erteilung auf deterministischen Bewertungen beruhte. Das könnte in dem Maße umstrittener werden, in dem die Reaktorbetreiber versuchen, probabilistische Bewertungen als Grundlage dafür heranzuziehen, was im Hinblick auf die Nachrüstung älterer Anlagen „vernünftigerweise durchführbar“ ist.

Eine weitere schwierige Aufgabe der Aufsichtsbehörden besteht darin, einen kontinuierlichen Nachwuchs an kompetentem Personal zum Betrieb und zur Wartung älterer Anlagen sicherzustellen, deren Konstruktionsdetails, technische Grenzen etc. möglicherweise weniger gut dokumentiert sind als bei neueren Anlagen. Dieses Problem könnte sich noch durch die schrittweise Pensionierung des Entwicklungs- und Betriebspersonals verschärfen, das von Anfang an in dem Reaktor gearbeitet hat.

4 Die Terrorgefahr

Obwohl bereits das 20. Jahrhundert von zahllosen Terroranschlägen erschüttert wurde, scheint die Terrorgefahr zu Beginn des 21. Jahrhunderts und seit dem 11. September 2001 besonders groß geworden zu sein.

Es gibt zahllose potenzielle Ziele für Terroristen. Industrieanlagen, Bürogebäude in Stadtzentren oder gefüllte Sportstadien stellen besonders „attraktive“ Ziele für eine Terrorgruppe dar, die bei einem Anschlag möglichst viele Menschen töten möchte. Atomkraftwerke dagegen bieten sich aus einem oder mehreren der folgenden Gründe als Terrorziele an:

- **Symbolischer Gehalt:** Atomstrom lässt sich als Verkörperung der technologischen Entwicklung sehen, als „Hightech“ in Reinkultur. Da die Atomenergie außerdem eine zivil wie militärisch nutzbare Technologie ist, wird sie von vielen Menschen – und das mit gutem Grund – als potenziell sehr gefährlich betrachtet. Deswegen können Anschläge auf Atomkraftwerke eine besonders starke psychologische Wirkung haben.
- **Langfristige Auswirkungen:** Ein Anschlag kann zu einer großflächigen radioaktiven Kontamination mit langlebigen Radionukliden führen. Der angegriffene Staat wird auf lange Zeit hinaus von den Zerstörungen gezeichnet bleiben. Darüber hinaus fallen auf Jahrzehnte hinaus ökonomische Schäden an. Große Areale (Städte, Industriegebiete) müssen auf unabsehbare Zeit hinaus evakuiert werden, was ganze Regionen destabilisieren kann.
- **Unmittelbare Folgen für die Stromerzeugung in der betroffenen Region:** Atomkraftwerke sind in allen Ländern große und zentralisierte Komponenten im Stromversorgungssystem. Werden solch große Anlagen unvermittelt abgeschaltet, kann das zu einem Zusammenbruch des lokalen Stromnetzes führen.
- **Langfristige Folgen für die Stromerzeugung** (und zwar nicht nur in der betroffenen Region, sondern auch in anderen und möglicherweise sogar allen Regionen, wo Atomkraftwerke in Betrieb sind): Ein erfolgreicher Anschlag auf ein Atomkraftwerk in einem Land stellt zugleich auch einen Anschlag auf alle Atomkraftwerke weltweit dar. Wurde durch einen Anschlag erst einmal die Verwundbarkeit eines Atomkraftwerks bewiesen, ist es wahrscheinlich, dass nicht nur im betroffenen Land, sondern auch in anderen Ländern weitere Atomkraftwerke abgeschaltet werden.

Andererseits gibt es – vom Standpunkt einer Terrorgruppe aus betrachtet – auch eine Reihe von Gründen, die gegen Anschläge auf Atomkraftwerke sprechen: Atomkraftwerke sind weniger verwundbar als andere Ziele, radiologische Schäden können über große Ent-

fernungen hinweg auch verbündete Länder betreffen, und das attackierte Land könnte mit extremer Gewalt reagieren (Thompson 2005). Allerdings scheint es keine Möglichkeit zu geben, die Wahrscheinlichkeit abzuschätzen, ob ein bestimmtes Ziel angegriffen wird oder nicht. Fest steht nur, dass Terroranschläge auf Atomkraftwerke möglich sind und dass es viele andere potenzielle Ziele für derartige Anschläge gibt.

Terroranschläge auf Atomkraftwerke können mit einer Vielzahl von Mitteln ausgeführt werden. Es ist unmöglich, eine Liste aller denkbaren Szenarien aufzustellen, da es schlichtweg unmöglich ist, die Produkte der menschlichen Fantasie vorherzusehen. Auch wenn sich die Behörden seit dem 11. September 2001 auf Selbstmordanschläge mit Flugzeugen konzentriert haben, sind doch auch vollkommen andere Szenarien plausibel.

Dass Terroranschläge auf Atomkraftwerke keine rein theoretische Sache sind, belegt der Umstand, dass Terroristen in der Vergangenheit bereits mehrfach Atomkraftwerke angegriffen haben. Glücklicherweise ist es dabei bislang zu keiner katastrophalen radioaktiven Freisetzung gekommen. Nachfolgend ein paar Beispiele für solche Anschläge (Coeytaux 2001, Thompson 1996, Nissim 2004, TMI 2005, NUCWEEK 46_94):

- 12. November 1972: Drei Luftpiraten bringen eine DC-9 der Southern Airlines in ihre Gewalt und drohen mit dem Absturz der Maschine auf den Oak-Ridge-Forschungsreaktor des US-Militärs. Die Entführer flogen nach Kuba, nachdem sie zwei Millionen Dollar erhalten hatten.
- Dezember 1977: Bei einem Bombenanschlag baskischer Separatisten auf das im Bau befindliche Atomkraftwerk Lemoniz in Spanien werden das Reaktorgehäuse und ein Dampferzeuger beschädigt und zwei Arbeiter getötet.
- Dezember 1982: ANC-Guerrillakämpfer zünden in Südafrika trotz scharfer Sicherheitsvorkehrungen vier Bomben in dem im Bau befindlichen Atomkraftwerk Koeberg.
- Mai 1986: Drei der vier Stromleitungen, die zum Atomkraftwerk Palo Verde in Arizona führen, werden durch Sabotage kurzgeschlossen.
- Februar 1993: Im Atomkraftwerk Three Mile Island (Pennsylvania) rast ein Mann mit einem Lieferwagen durch das Sicherheitstor und rammt eine halboffene Tür im Turbinengebäude.

- Erst vier Stunden später wird er von Wachmännern im Turbinengebäude aufgespürt.
- 1993: Die Terroristen, die hinter dem Autobombenanschlag auf das World Trade Center standen und behaupteten, zum Terrornetzwerk des Islamistischen Dschihad zu gehören, drohen in einem von den Behörden als echt bezeichneten Bekennerschreiben an die *New York Times* mit Anschlägen auf Atomanlagen. Darüber hinaus brachte die Untersuchung zu Tage, dass die Terrorgruppe im November 1992 in einem Camp nahe Harrisburg, Pennsylvania, nur 15 Kilometer entfernt vom Atomkraftwerk Three Mile Island, trainiert hatte.
 - November 1994: Das litauische Atomkraftwerk Ignalina erhält eine Bombendrohung. Allerdings kommt es zu keiner Explosion und wird keine Bombe auf dem Gelände gefunden.

4.1 Kriegerische Handlungen

Militärische Aktionen gegen kerntechnische Anlagen stellen eine weitere Gefahr dar, die in der gegenwärtigen globalen Situation besondere Aufmerksamkeit verdient. Seit dem Fall des Eisernen Vorhangs nimmt die Tendenz zu „kleinen“, regional begrenzten, aber lang anhaltenden Kriegen zu. Diese Kriege können mit dem Zerfall eines großen Staates oder mit den Unabhängigkeitsbestrebungen einzelner Bevölkerungsgruppen zusammenhängen (Münkler 2003). Die oben aufgeführten Gründe für einen Anschlag könnten in einem solchen Krieg eine der Konfliktparteien zu einem Anschlag auf ein Atomkraftwerk bewegen.

Interventionskriege, eine weitere Spielart des kriegerischen Konflikts, können infolge eines lange andauernden regionalen Konflikts ausbrechen. Bei solchen Kriegen greifen Länder andere Länder an, von denen eine reale oder eingebildete Gefahr ausgeht. Die politischen Ziele und Interessen des angreifenden Landes spielen in diesen Fällen zumeist eine wichtige Rolle. Falls es im angegriffenen Land Atomkraftwerke gibt, besteht die Gefahr, dass sie bei den Kampfhandlungen unabsichtlich beschädigt werden. Darüber hinaus könnte die intervenierende Macht gezielt Kraftwerke angreifen, um die Stromversorgung im feindlichen Land zu paralysieren, wobei es allerdings wahrscheinlich versuchen würde, radioaktive Freisetzungen zu vermeiden. Aufgrund der kompakten Konstruktion der einzelnen Komponenten eines Atomkraftwerks könnten dennoch sicherheitsrelevante Einrichtungen beschädigt werden. Außer-

dem könnte in Kriegszeiten das Stromversorgungsnetz auch ohne direkte Angriffe auf Kraftwerke zusammenbrechen. In Kombination mit weiteren Zerstörungen der Infrastruktur könnte das zu Ereignissen oder Unfällen in Atomkraftwerken mit Konsequenzen für die Umgebung führen.

Denkbar ist auch, dass kerntechnische Anlagen, die militärischen Zwecken dienen oder von denen angenommen wird, dass sie das tun, gezielt zerstört werden. In diesen Fällen könnte der Aggressor die Freisetzung radioaktiver Stoffe bewusst hinnehmen.

Im Juni 1981 zerstörte die israelische Luftwaffe im irakischen Tuwaitha-Forschungszentrum einen noch im Bau befindlichen großen (40 MWth) Forschungsreaktor. Die Israelis hatten befürchtet, dass der Irak den Reaktor (direkt oder indirekt) zum Aufbau eines nuklearen Arsenal benützen würde. Im ersten Golfkrieg 1991 wurden am selben Standort zwei kleinere Reaktoren bei einem Nachtangriff der US-Luftwaffe zerstört (Thompson 1996).

Kriegerische Handlungen können für keine Region der Welt ausgeschlossen werden. In den Balkan-Kriegen zu Beginn der neunziger Jahre geriet das slowenische Atomkraftwerk Krsko mehrfach in Gefahr. Im Juni 1991 überflogen drei Kampfbomber der jugoslawischen Luftwaffe die Anlage. Auch wenn sie den Reaktor nicht angriffen, stellte das doch eine klare Warnung dar. Im September 1991 näherte sich der Krieg der slowenischen Grenze, und es kam in der Umgebung von Zagreb zu Kämpfen, die sich leicht auf slowenisches Territorium hätten ausdehnen können (Hirsch 1997).

Bei kriegerischen Konflikten werden neben den eigentlichen Kampfhandlungen häufig auch Kommandounternehmen ausgeführt (durch hinter den Feindlinien operierende Spezialeinheiten oder eine „fünfte Kolonne“). Diese Gefahr ist besonders groß bei asymmetrischen Kriegen, zum Beispiel bei einem Interventionskrieg, bei dem ein Land ein viel schwächeres Land angreift. Skrupel gegenüber Aktionen, die sich größtenteils gegen die zivile Feindbevölkerung richten, können drastisch sinken, wenn das angegriffene Land keine andere Möglichkeit hat, sich gegen einen übermächtigen Gegner zu wehren und/oder bereits hohe zivile Verluste erlitten hat.

Der Einsatz von Atomwaffen gegen Atomkraftwerke (bei terroristischen oder militärischen Angriffen) wird hier nicht diskutiert. Allerdings sollte erwähnt werden, dass die Zerstörung eines Atomkraftwerks das Ausmaß der durch die Atomwaffe erzeugten radioaktiven Kontamination massiv verstärken könnte – das Spaltprodukt-

inventar eines kommerziellen Atomkraftwerks übertrifft das einer Kernwaffe um das bis zu 100fache.

4.2 Ziele und ihre Verwundbarkeit

Von allen kerntechnischen Anlagen und anderen Einrichtungen mit toxischem Inventar wie beispielsweise Chemiefabriken stellen Atomkraftwerke wahrscheinlich die „attraktivsten“ Ziele für terroristische oder militärische Angriffe dar. Sie sind weit verbreitet (zumindest in zahlreichen Industrieländern), enthalten ein beträchtliches radioaktives Inventar und sind, wie bereits erwähnt, wichtige Komponenten des Stromversorgungssystems. Darüber hinaus handelt es sich bei ihnen um große Bauwerke mit einer typischen Struktur, die selbst aus großer Entfernung deutlich sichtbar sind.

Das Gelände eines Atomkraftwerks umfasst typischerweise mehrere Zehntausend Quadratmeter. Das Kernstück der Anlage ist das Reaktorgebäude, das, wie der Name andeutet, den Reaktor mit hochradioaktivem Kernbrennstoff (in einer Größenordnung von 100 Tonnen) sowie wichtige Kühl- und Sicherheitssysteme enthält.

Im Falle eines Anschlags dürfte das Reaktorgebäude das primäre Ziel sein. Ist der Reaktor zum Zeitpunkt eines Anschlags in Betrieb und fällt das Kühlsystem aus, kann es in sehr kurzer Zeit (ungefähr einer Stunde) zu einer Kernschmelze kommen. Selbst wenn der Reaktor abgeschaltet wird, ist die Zerfallswärme immer noch so hoch, dass der Kernbrennstoff – wenn auch langsamer – schmelzen wird.

Bei einer Zerstörung des Reaktorgebäudes mit gleichzeitigem Versagen der Kühlsysteme droht ein Kernschmelzunfall der gefährlichsten Kategorie: eine rapide Kernschmelze bei offenem Containment, was zu einer sehr hohen und frühzeitigen radioaktiven Freisetzung führt.

Das Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente ist eine weitere anfällige Komponente mit beträchtlichem radioaktivem Inventar. In manchen Anlagen enthält es das Mehrfache an Kernbrennstoff (und damit auch an langlebigen radioaktiven Substanzen) wie der Reaktorkern selbst. In einigen Atomkraftwerken befindet sich dieses Becken innerhalb des Containments und ist gegen äußere Einwirkungen durch eine Betonhülle geschützt (zum Beispiel in deutschen Druckwasserreaktoren). In vielen Fällen allerdings befindet sich das Lagerbecken in einem schlechter geschützten separaten Gebäude (etwa bei vielen US-Atomkraftwerken). Auch bei deutschen Siede-

wasserreaktoren befindet sich das Lagerbecken zwar innerhalb des Reaktorgebäudes, aber außerhalb des Containments und ist deutlich weniger geschützt als der Reaktor selbst.

Abgesehen vom Reaktorgebäude und dem gegebenenfalls externen Lagerbecken für abgebrannte Brennelemente gibt es weitere Gebäude und Einrichtungen unterschiedlicher Sicherheitsbedeutung. Bei modernen Druckwasserreaktoren (auf Druckwasserreaktoren einschließlich WWERs entfallen rund 60 Prozent aller weltweit in Betrieb befindlichen Kernreaktoren) sind das insbesondere:

- Schaltanlagengebäude mit Kraftwerkswarte sowie den zentralen elektrischen und elektronischen Anlagen;
- Reaktorhilfsanlagengebäude mit Wasserreinigungs- und Lüftungsanlagen;
- Maschinenhaus mit Turbine und Generator;
- Transformatorstation mit Netzeinspeisung und Eigenbedarfs-Transformator;
- Notstromgebäude mit Notstromaggregat und Kaltwasserzentrale;
- Notspeisegebäude mit Einrichtungen zur Notbespeisung der Dampferzeuger (d.h. Kühlung des Reaktors über den sekundären Kühlkreislauf) einschließlich Notsteuerstelle;
- Abluftkamin;
- Werkstatt- und Sozialgebäude;
- Kühltürme (bei Rückkühlung);
- Kühlwasserentnahme- und Rückgabebauwerke.

Die Gegebenheiten bei Siedewasserreaktoren sind ähnlich. Allerdings verfügen diese über keine Notspeisegebäude, da sie nur einen Kühlkreislauf und somit keine Dampferzeuger aufweisen. Stattdessen verfügen Siedewasserreaktoren über eine Notsteuerstelle, von der aus die wichtigsten Sicherheitsfunktionen kontrolliert werden.

Bislang sind nicht alle Atomkraftwerke speziell für den Schutz gegen externe, von Menschen verursachte Ereignisse (beispielsweise Flugzeugabstürze) ausgelegt. Bei den Anlagen, die darauf ausgelegt sind, wurde nur die Einwirkung auf einen Punkt berücksichtigt (beispielsweise der Aufprall eines kleinen Militärflugzeugs) und war die räumliche Trennung sicherheitsrelevanter Einrichtungen die zentrale Gegenmaßnahme. Dadurch sollte sichergestellt werden, dass bei einem solchen Ereignis nur eine zentrale Sicherheitseinrichtung zerstört wird und ein Ersatz möglich ist. Beispielsweise könnten bei

einem Ausfall der Hilfsstromquelle über den entsprechenden Umspanner immer noch die Notstromdiesel aktiviert werden.

Selbst wenn bei einem Angriff das Reaktorgebäude intakt bleibt, kann die Situation immer noch außer Kontrolle geraten, wenn mehr als eine sicherheitsrelevante Einrichtung der Anlage zerstört wird. Das kann selbst im Falle der räumlichen Trennung wichtiger Komponenten passieren, wenn die Folgen des Angriffs größere Bereiche des Standorts betreffen.

Zum Beispiel könnten im Falle eines simultanen Ausfalls der Netzstromversorgung (über den Eigenbedarfs-Transformator) und der Notstromversorgung die Kühlmittelpumpen nicht mehr betrieben werden. Bei der simultanen Zerstörung der Warte und des Notspeisegebäudes (des Notsteuergebäudes) könnte eine Situation entstehen, in der die erforderlichen Sicherheitssysteme zwar noch einsatzfähig sind, aber nicht mehr gesteuert werden können. Weitreichende Zerstörungen des Anlagengeländes können darüber hinaus den Zugang von Personal verhindern und damit auch Notmaßnahmen und -reparaturen unmöglich machen – zumindest nicht in der erforderlichen Zeitspanne von einigen wenigen Stunden.

Die Zerstörung des Kühlwasserentnahmegebäudes allein würde schon ausreichen, sämtliche Kühlkreisläufe des Kraftwerks zu unterbrechen. Da auf dem Reaktorgelände mehrere Wasserreservoirs verfügbar sind, entwickelt sich daraus nur langsam eine kritische Situation und bleibt Zeit für improvisierte Maßnahmen – vorausgesetzt, dass diese nicht durch weitere Zerstörungen am Standort behindert werden.

4.3 Folgen eines Anschlags auf einen Atomreaktor

Ein Beispiel aus der langen Liste möglicher Szenarien soll hier detaillierter erörtert werden – der Artilleriebeschuss eines Atomkraftwerks. Ein solcher Angriff könnte zu einem Reaktorunfall der schwersten Kategorie führen – einer Kernschmelze mit frühzeitigem Containmentversagen – und wäre effektiver als ein Angriff mit panzer- oder betonbrechenden Raketen.

Ein mögliches Szenario wäre der Beschuss mit einer mobilen 155mm-Haubitze durch feindliches Militär oder Terroristen. Da praktisch alle Streitkräfte auf der Welt über solche Waffen verfügen, ist es wahrscheinlich, dass auch Terroristen sie erwerben können. Eine mobile Haubitze mit Kaliber 155 kann getarnt auf Straßen in die Nähe eines Atomkraftwerks gebracht und binnen Minuten feuer-

bereit gemacht werden. Bei einem Beschuss aus einer Entfernung von 12 bis 15 Kilometern sind bei einem Zielbereich von 50 mal 50 Metern mehrere Treffer zu erwarten. Bei geringerer Entfernung und günstigen Wetterbedingungen ist die Zielgenauigkeit deutlich höher und sind mehrere Treffer auf das Reaktorgebäude möglich.

Bei einem Beschuss mit hochexplosiven Granaten ist mit einer teilweisen Zerstörung des Reaktorgebäudes, schwerwiegenden Schäden innerhalb des Gebäudes und dem Tod oder der Verletzung von Betriebsangehörigen zu rechnen. Auf dem Betriebsgelände können Granaten, die das Ziel knapp verfehlen, für weitere Verheerungen sorgen, die durch die Verwendung von Brandgranaten und anderen Munitionsarten noch weiter gesteigert werden können. Unter solchen Umständen wird es extrem schwierig sein, schnelle und wirksame Gegenmaßnahmen zu ergreifen

Binnen weniger Stunden wird es zu einer Kernschmelze mit einer massiven radioaktiven Freisetzung kommen, wobei der an die Atmosphäre abgegebene Anteil 50 bis 90 Prozent des radioaktiven Inventars von flüchtigen Nukliden wie Jod und Cäsium sowie einen kleinen Anteil weiterer Nuklide wie Strontium-90 betragen kann. Bei einem Atomkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 1000 MW entspräche dies unter anderem mehreren 100.000 Terabecquerel (TBq) Cäsium-137 (Hahn 1999), ein Vielfaches der schätzungsweise 85.000 TBq Cäsium-137, die beim Reaktorunfall in Tschernobyl freigesetzt wurden.

Die Folgen wären katastrophal und würden ein großes Gebiet betreffen: Eine Fläche von bis zu 10.000 km² würde kurzfristig evakuiert werden müssen. Außerdem würde es bis zu 15.000 akute Strahlentote, bis zu einer Million Krebstote sowie zahllose Fälle von genetischen Spätschäden geben. Das kontaminierte Areal, aus dem langfristig die Bevölkerung umgesiedelt werden müsste, könnte bis zu 100.000 km² umfassen. Die wirtschaftlichen Schäden wurden mit sechs Billionen Euro veranschlagt (Hahn 1999).

Bei einer Zerstörung oder massiven Beschädigung des Lagerbeckens für abgebrannte Brennstoffelemente, bei vielen Reaktoren ein Szenario mit hoher Wahrscheinlichkeit, würde die radioaktive Freisetzung ein Vielfaches der oben genannten Werte betragen, und es würden die Folgen entsprechend verheerender ausfallen.

Innerhalb eines bestimmten Zeitfensters sind Notmaßnahmen zur Kühlung des Kernbrennstoffs möglich. Falls aufgrund des Angriffs das Beckenkühlsystem versagt und das Wasser nach und nach

verdampft, dauert es zwischen ein und zehn Tagen (je nach Menge und Kühlzeit der abgebrannten Brennelemente im Lagerbecken), bis die Spitzen der Brennstoffelemente nicht mehr mit Wasser abgedeckt sind. Falls das Becken beschädigt wird und das Wasser abfließt, wird dieser Punkt natürlich viel schneller erreicht. Sobald der Brennstoff exponiert ist, geht die Strahlungsabschirmung vollständig verloren, danach sind Eingriffe von außen aufgrund der hohen Strahlenbelastung nicht mehr möglich.

In diesem Falle würden frisch eingelagerte abgebrannte Brennelemente unweigerlich den Punkt erreichen, an dem sie sich an der Luft entzünden (900°C), und es käme binnen weniger Stunden zu massiven radioaktiven Freisetzungen (Alvarez u.a. 2003).

Literatur

Originalbericht

Hirsch, H., O. Becker, M. Scheider und A. Froggatt (2005): Nuclear Reactor Hazards, Ongoing Dangers of Operating Nuclear Technology in the 21st Century. Greenpeace International.

Weitere Literatur

Ahlstrand, R. u.a. (1991): „Identifying life-limiting factors at the Loviisa power plant and management of the aging“. *Plant Life Extension (PLEX)*, Berlin.

Ali, S.A. und G. Bagchi (1998): „Risk-informed inservice inspection“, *Nuclear Engineering and Design* 181, S. 221-224.

Alvarez, R. u.a. (2003): „Reducing the Hazards from Stored Power-Reactor Fuel in the United States“. *Science & Global Security* 11 (1), S. 1-60.

Anderson, H. (2005): Analysis: „Nuclear future coming together?“. UPI, 28. Februar. Heidelberg.

atw – Internationale Zeitschrift für Atomenergie. INFORUM GmbH, Berlin, Jahrgänge bis 2004.

Ballesteros, A. u.a. (2004): „Beyond RPV Design Life“. *Strength of Materials* 36 (1), Januar/Februar 2004, S. 8-13.

Bartoniccek, J., M. Alt und A. Manke (1998): „Beispiele für die Betriebsüberwachung bei GKN“. 24. MPA-Seminar, Stuttgart, S. 61.

Bicego, V., E. Lucon und R. Crudeli (1998): „Integrated technologies for life assessment of primary power plant components“. *Nuclear Engineering and Design* 182, S. 113-121.

BMU 1999-2003. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Meldepflichtige Ereignisse in Anlagen zur Spaltung von Kernbrennstoffen in der Bundesrepublik Deutschland – Atomkraftwerke und Forschungsreaktoren“. Bonn, Jahresberichte 1999-2003.

Bolvin, M. und D. Chauvel (1993): „A study of the life expectancy of cooling towers“, *SMiRT* Band D (12), Stuttgart, S. 467-472.

Bonduelle, A. und M. Lefevre (2003): „E le ou Pluton?“. http://www.greenpeace.org/france_fr/multimedia/download/1/359529/o/E_le_ou_Pluton_VF.pdf.

Born, H, M. Brettner und R. Donderer (2002): „Aktueller Stand zum Hochabbrand und Auswirkungen auf das Brennstabverhalten im bestimmungsmäßigen Betrieb sowie bei Störfällen“. <http://www.ktg.org/doc-fag/fg-bet-rph-aktueller-stand-hochabbrand.pdf>.

Bornemann, J. T. und K. Heinz (2001): „Die sicherheitstechnische Bewertung von Leistungserhöhungen von DWR-Anlagen“. Jahrestagung Kerntechnik, Mai 2001, Berichte.

Butcher, P. u.a. (2001): „TSO Assistance Towards the Improvement of Nuclear Safety in Lithuania: Achievements and Perspectives“. EURO-SAFE, Paris, Seminar 1, 6. November.

Carré, F. u.a. (2004): „R&D Program on Generation IV Nuclear Energy System: The High Temperature Gas-cooled Reactors“. Annual Meeting on Nuclear Technology, Düsseldorf, 25.-27. Mai.

119 CNRA. OECD Nuclear Energy Agency. Committee on Nuclear Regulatory

- Activities (2001): „Regulatory Aspects of Life Extension and Upgrading of NPPs“. NEA/CNRA/R 1, Paris, Januar 2001.
- Coeytaux, X (2001): „La Hague Particularly Exposed to Plane Crash Risk“. Briefing, WISE, Paris, 26. September 2001.
- Daisuke, I. (1999): „A Feasibility Study on Nuclear Reactor Vessel Head Replacement. International Conference on Nuclear Engineering“, Tokio. <http://www.icone-conf.org>.
- DATF (Deutsches Atomforum) (2003): „Yearly Reports of the German Atomic Forum up to 2003“. <http://www.Atomenergie.de>.
- DOE (United States Department of Energy's the Generation IV International Forum) (GIF) (2002): „A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy System“. Dezember 2002. http://energy.inel.gov/gen-iv/docs/gen_iv_roadmap.pdf.
- Donderer, R. (1996): „RBMK-Report 1996 – Eine kritische Auseinandersetzung mit dem Tschernobyl-Reaktortyp“. Greenpeace-Studie, Greenpeace Deutschland, Hamburg.
- Duthie, J. C. u.a. (1998): „Risk-based approaches to ageing and maintenance management“. *Nuclear Engineering and Design* 184, S. 27-38.
- ENS (Environmental News Service) (2004): „France Gives USA Access to Next Generation Nuclear Technology“. *ENS*, August 25. <http://www.ens-newswire.com>.
- Erve, M. u.a. (1994): „Geplante und realisierte Abhilfemaßnahmen gegen interkristalline Spannungsrißkorrosion zur Gewährleistung eines sicheren Anlagenbetriebes mit Rohrleitungen aus stabilisierten austenitischen Stählen von Siedewasserreaktoren“. MPA-Seminar 2, S. 32.
- ESKOM (2005). <http://www.eskom.co.za>. (Zugriff am 2. Februar 2005)
- Esselmann, T. C., M. A. Eissa und W. J. McBrine (1998): „Structural condition monitoring in a life cycle management program“. *Nuclear Engineering and Design* 181, S. 163-173.
- Fabian, T. (2004): „Powering future demand“. *Nuclear Engineering International*, Juni, S. 46f.
- FEA (Federal Environment Agency – Österreich) (2004): Verfahren Betriebsbewilligung AKW Beznau II; Bericht an die Österreichische Bundesregierung sowie an die Landesregierung von Vorarlberg. Ergänzung vom Juli.
- FORATOM (2004): <http://www.foratom.org/extlinks/2-new%20build%20and%20phase%20out.pdf>
- FRAMATOME (2004): <http://www.framatome-anp.com/gabarits/PDF/5087-fichier-DOWNLOAD.pdf>. (Zugriff am 21. Dezember 2004)
- Gordon, J. (2004): „The next fifty years“. *Nuclear Engineering International*, August 2004, S. 36f.
- Güldner, R. (2003): „Potential of Light Water Reactors for Future Nuclear Power Plants“. *Atw* 48 (11), S. 674-677.
- Gunter, P. (2001): „The Pebble Bed Modular Reactor (PBMR). Nuclear Information and Resource Service“, Washington, DC.
- Hahn, L. (1988): „Der kleine Hochtemperaturreaktor (PBMR) – letzter Strohhalm der Atomindustrie?“, Öko-Institut, Darmstadt.
- Hahn, L. (1999): „Atomkraftwerke der Welt – Bestand, Funktionsweise, Sicherheitsprobleme“, in: *Gefahren der Atomkraft*. Ministerium für Finanzen und Energie des Landes Schleswig-Holstein, aktualisierte Aufl., Kiel.

- Hainz, C. u.a. (2004): „Report on the Safety Risks of a New European Pressurized Water Reactor (EPR)“. Im Auftrag von Greenpeace International, Öko-Institut, Darmstadt.
- Hienstorfer, W. G. u.a. (1998): „Stellenwert der Betriebsüberwachung bei der Absicherung der Komponentenintegrität“. 24. MPA-Seminar, Stuttgart, S. 60.
- Hirsch, H. u.a. (1997): „Extended Safety Review for Krsko NPP“, Institut für Risikoforschung des Akademischen Senats der Universität Wien, Risk Research Report 9, Wien.
- IEA (International Energy Agency) (2001): *Nuclear Power in the OECD*. Wien, S. 300.
- IAEA (International Atomic Energy Agency) (1990): „Safety Aspects of Nuclear Power Plant Ageing“. TECDOC-540, Wien.
- IAEA (1999): „Final Report of the Programme on the Safety of WWER and RBMK Nuclear Power Plants“. IAEA-EBP-WWER-15, Wien.
- IAEA (2002): „Cost Drivers for the Assessment of Nuclear Power Plant Life Extension“. IAEA-TECDOC-1309, September, Wien.
- IAEA (2004): *Nuclear Technology Review*, August 2004, Wien.
- IAEA (2005): Power Reactor Information System Database: <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>; und National Country Power Reports: http://www.pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/cnpp2003/CNPP_Webpage/pages/countryprofiles.htm. (Zugriff im April 2005)
- Jansky, J., T. Andrae und K. Albrecht (1993): „Feedwater piping guillotine breaks at 340 °C operation temperature“. *SMiRT Band F (12)*, Stuttgart, S. 207-214.
- Lee, M. K. u.a. (1998): „Investigation of liquid impact erosion for 12Cr steel and stellite 6B“. *J. Nucl. Mat.* 257, S. 134-144.
- Liemersdorf, H. und F. Michel (1998): Sensitivity of German NPPs to Ageing Phenomena. GRS/IPSN-Fachgespräch, 10. November 1998, Berlin.
- Lineberry, M. J. und T. R. Allen (2002): „The Sodium-Cooled Fast Reactor (SFR). Americas Nuclear Energy Symposium (ANES 2002)“, 16.-18. Oktober 2002, Miami, Florida.
- LMD (2002). L.M.D. Consultancy. Nuclear Power Plant Life Management in Some European Countries, März 2002, Oxford.
- Lochbaum, D. (2000): „Nuclear Plant Risk Studies – Failing the Grade“. Union of Concerned Scientists.
- MacDougall, R. (1998): „US Nuclear Power – Can Competition Give It Renewed Life?“, Numark Associates Inc. <http://www.numarkassoc.com>.
- Meyer, N., D. Rieck und I. Tweer (1998): „Alterung in Atomkraftwerken. Greenpeace“, Hamburg, 1996, (überarbeitete Version, 1998).
- MIT. An Interdisciplinary MIT Study: John Deutch (Mitvorsitzender), Ernest J. Moniz (Mitvorsitzender), Stephen Ansolabehere, Michael Driscoll, Paul E. Gray, John P. Holdren, Paul L. Joskow, Richard K. Lester und Neil E. Todreas (2003): *The Future Of Nuclear Power*. <http://web.mit.edu>.
- Morlent, O. und F. Michel (2001): „Safety Significance of Component Ageing, Exemplary for MOV, Based on French and German Operating Experience“.

- Münkler, H. (2003): *Die neuen Kriege*. Frankfurt/Main, Wien und Zürich.
- Naus, D. J. u.a. (1996): „Aging management of containment structures in nuclear power plants“. *Nuclear Engineering and Design* 166, S. 367-379.
- NEI (Nuclear Engineering International) (2003c): „The future lies in the past“, Oktober 2003, S. 42-45.
- Nissim, Ch. (2004): *L'amour et le monstre – roquettes contre Malville*. Paris.
- NNF (2005): „Platt's Nuclear News Flashes“. 8. März 2005.
- NPJ (2002): Nuclear Plant Journal Editorial Archive. An International Perspective Remarks of Poong Eil Juhn. International Atomic Energy Agency, 19. Juni 2002, Wien, <http://www.npj.goinfo.com>.
- NUCWEK. *Nucleonics Week Newsletter*. McGraw-Hill, Themenausgabe.
- Rastas, A. J. (2003): „Additional Competitiveness and Safety by Modernization at Olkiluoto“. *Atomwirtschaft, International Journal for Nuclear Power* 48 (6), S. 384-387.
- Rinckel, M. A. (1998): „Reactor pressure vessel integrity program.“ *Nuclear Engineering and Design* 181, S. 17-39.
- Röwekamp, M. (2004): „Bewertung von Brandmodellen und Rechenprogrammen im Hinblick auf ihren Einsatz für regulatorische Entscheidungen“. Jahrestagung Kerntechnik, Mai 2004, Berichte.
- Roos, E. u.a. (1998): „Risk-based Management der Restlebensdauer von Kraftwerksbauteilen“, 24. MPA-Seminar Stuttgart, S. 63.
- Schneider, M. und A. Froggatt (2004): *The World Nuclear Industry Status Report 2004*. Im Auftrag der Fraktion der Grünen im Europaparlament, Dezember 2004, Brüssel.
- Schulz, H. und R. Sunder (1987): „Erkenntnisse aus der Betriebserfahrung für die Lebensdauer von Komponenten“. GRS-Fachgespräch, S. 60-79.
- Schulz, H. (2001): „Limitations of the inspection and testing concepts for pressurised components from the viewpoint of operating experience“. EUROSAFE 2001, 6. November, Seminar 1, Paris.
- Shao, L. C. u.a. (1998): „Seismic responses and resistance of age degraded structures and components“. *Nuclear Engineering and Design*, 181, S. 3-15.
- Sliter, G. E. (1993): „Overview of research on nuclear plant cable aging and life extension“. *SMiRT Band D (12)*, Stuttgart 1993, S. 199-204.
- Thompson, G. (1996): *War, terrorism and nuclear power plants*. Studie erstellt im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Chernobyl Paper Nr. 2, Greenpeace International Nuclear Campaign, März 1996, London.
- Thompson, G. (2005): „Are Nuclear Installations Terrorist Targets?“ Präsentation, 7th Irish and UK Local Authorities Standing Conference on Nuclear Hazards, 10.-11. März, Drogheda, Irland.
- TMI (2005). <http://www.tmia.com/threat.html>, Zugriff am 11. März 2005.
- UCS (Union of Concerned Scientists) (2004): BWR Power Uprate.
- Varley, C. und J. Paffenbarger (1998): „Electricity Market Competition and Nuclear Power“. Uranium Institute London. <http://www.uilonon.org>.
- WNO (World Nuclear Association) (2005): *Advanced Nuclear Power Reactors*. <http://www.world-nuclear.org>.
- WISE (World Information Service Energy) (1998): „The decline of nuclear power“. *WISE News Communiqué* 499/500, 10. 10. 1998, Amsterdam.
- WNIH (Nuclear Engineering International) (2004): *World Nuclear Industry Handbook 2004*. Sidcup, Großbritannien.

- Zaiss, W., G. König und J. Bartonicek (1994): „Schadensmechanismen bei Rohrleitungen von Druckwasserreaktor-Anlagen“. 20. MPA-Seminar, Band 2, S. 33.
- Zwicky, P. F. und D. Kluge (1993): „Aging management for safety related concrete structures in Switzerland“. *SMiRT* Band D (12), Stuttgart, S. 447-452.

Weitere Informationen

NGOs

- Anti-Atom (Russland): <http://www.antiatom.ru/eng>
- Atom Stop (International): <http://www.atomstop.com>
- Citizens Nuclear Information Centre (Japan): <http://cnic.jp/english/>
- Earthlife Africa: <http://www.earthlife.org.za/>
- Friends of the Earth Europe:
<http://www.foeeurope.org/activities/Nuclear/nuclear.htm>
- Korean Federation for Environment Movement:
<http://www.kfem.or.kr/engkfem/>
- Greenpeace International:
<http://www.greenpeace.org/international/campaigns/nuclear>
- Nuclear Information Resource Service (Vereinigte Staaten):
<http://www.nirs.org/>
- Public Citizens (Vereinigte Staaten): <http://www.energyactivist.org>
- Sortir du Nucleaire (Frankreich): <http://www.sortirdunucleaire.org/>
- WISE Amsterdam (International): <http://www10.antenna.nl/wise/>
- WISE Paris (International): <http://www.wise-paris.org/>

Atomenergiesektor

- World Nuclear Association: <http://www.world-nuclear.org>
- International Atomic Energy Agency: <http://www.iaea.org>
- Nuclear Energy Agency: <http://www.nea.fr>
- United States Department of Energy, Office of Nuclear Energy, Science and Technology: <http://gen-iv.ne.doe.gov/>
- Generation IV International Forum: <http://gif.inel.gov/>



KAPITEL 3

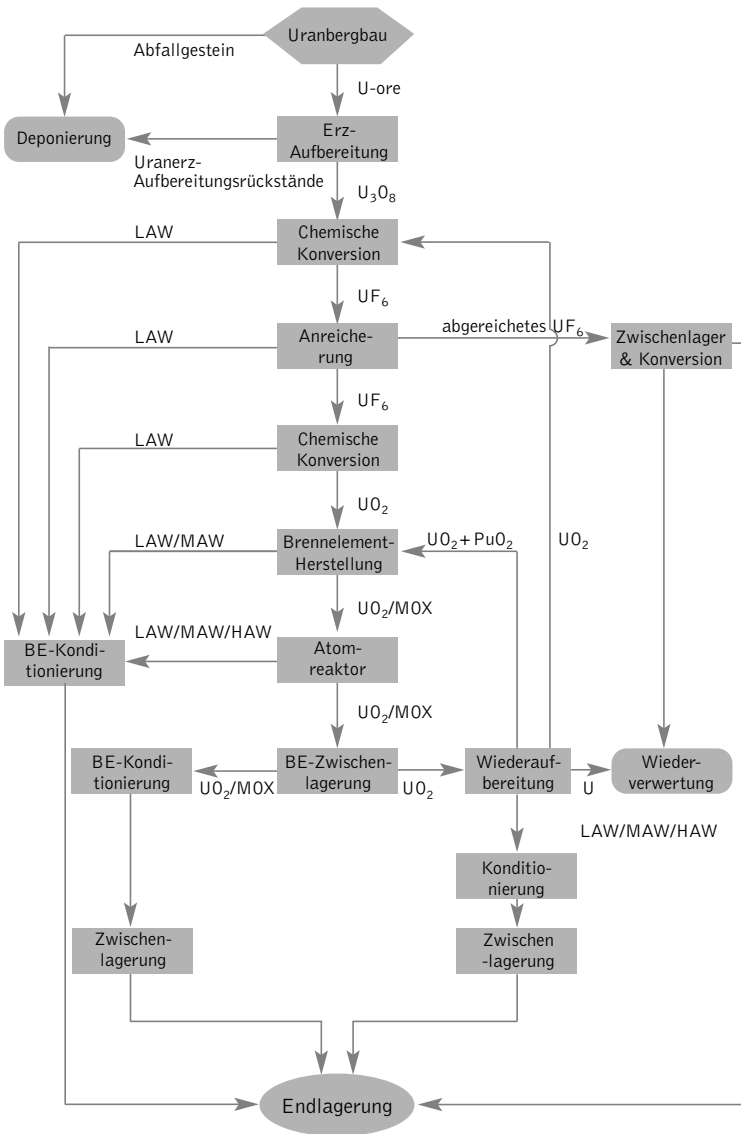
DER NUKLEARE BRENNSTOFFKREISLAUF

Von Jürgen Kreusch, Wolfgang Neumann,
Detlef Appel und Peter Diehl



Abbildung 1

Der „Brennstoffkreislauf“



S. 124/125: Am Verladekran am Dannenberger Ostbahnhof trifft der Zug mit zwölf Castor-Behältern aus der Wiederaufbereitungsanlage La Hague ein. © Andreas Schoelzel/ Greenpeace

1 Einleitung

Bevor Atomenergie genutzt werden kann, braucht es etliche Arbeitsprozesse in sehr unterschiedlichen industriellen Anlagen. Jede einzelne dieser Anlagen hat ein spezifisches Gefahrenpotenzial. Es fängt mit dem Staub in den Uranminen an, geht weiter mit den möglichen und tatsächlichen radioaktiven Belastungen bei normalem Betrieb sowie im Fall von Störungen für die Arbeiter in den Atomkraftanlagen bzw. die Menschen, die in der Nähe wohnen, – und endet mit der möglichen Kontamination von Grundwasser in einem Endlager für radioaktiven Abfall. (In Abbildung 1 werden die Schritte gezeigt, wie Uran zu einem Brennelement wird.)

Nach der Nutzung von Uranbrennstoff in einem Atomreaktor und einer unumgänglichen Lagerungszeit gibt es für abgebrannte Brennelemente zwei Möglichkeiten: Die erste ist eine Behandlung und „direkte“ Endlagerung, die zweite eine Wiederaufbereitung. Wiederaufbereitung bedeutet die Abtrennung des Urans und des erzeugten Plutoniums von den abgebrannten Brennelementen, die Herstellung neuer Brennelemente mit diesem Material und der erneute Einsatz in einem Atomreaktor. Die meisten Länder, die Atomenergie nutzen, bereiten ihre abgebrannten Brennelemente nicht auf.

Die Anreicherung führt zu einer großen Menge verbrauchten Urans. Jede Anreicherungsanlage produziert jährlich einige Tausend Tonnen dieses Materials. Seine Nutzung ist ungeklärt. Möglicherweise kann nur ein kleiner Teil außerhalb des Brennstoffkreislaufs genutzt werden, und der Rest muss endgelagert werden.

In jeder Nuklearanlage wird radioaktiver Abfall produziert. Dieser Abfall kann eingeteilt werden in schwachradioaktiven Abfall („low-active waste“ – LAW), mittelradioaktiven Abfall („medium-active waste“ – MAW) und hochradioaktiven Abfall („high-active waste“ – HAW). Verglichen mit den beiden anderen Kategorien fällt hochradioaktiver Abfall nur in geringem Umfang an, er enthält jedoch erhebliche Mengen an Radioaktivität. Dieser Abfall setzt sich zusammen aus abgebrannten Brennelementen für die „direkte“ Endlagerung, die zu Glasverbindungen verarbeiteten Spaltprodukte aus der Wiederaufbereitung und die im Reaktor aktivierten Stoffe. Schwach- und mittelradioaktive Abfälle entstehen in einem breiten Spektrum von Prozessen. Die Menge des Abfalls und der Umgang mit ihm, die Endlagerung eingeschlossen, hängen vom Reaktortyp ab. Das ist in den Atomenergie nutzenden Ländern unterschiedlich. Zum Beispiel

produziert ein 1.300 MW-Druckwasserreaktor in Deutschland etwa 60 m³ schwach- und mittlerradioaktive Abfälle und etwa 26 t abgebrannte Brennelemente jährlich. Bei Stilllegung produziert dieser Reaktor 5700 m³ schwachradioaktiven Abfall. Wenn man die gültige Laufzeitbegrenzung von 35 Jahren pro Reaktor zur Voraussetzung nimmt, geht man in Deutschland von etwa 300.000 m³ Abfällen für die Endlagerung aus.

Ob mit oder ohne Wiederaufbereitung – eine Lagerstätte für die Endlagerung von radioaktiven Abfällen ist unerlässlich. Das trifft auf die großen Mengen schwach- und mittlerradioaktive Abfälle ebenso zu wie auf die abgebrannten Brennelemente, weil bis heute „mixed oxide fuel“ (MOX) nicht in industriellem Ausmaß wiederaufbereitet wird. Nur in Frankreich geschieht das zum Teil. Bis heute gibt es in der ganzen Welt kein Endlager für hochradioaktiven Abfall und abgebrannte Brennelemente. Endlager für schwach- und mittlerradioaktive Abfälle sind in einigen Ländern in Betrieb, die meistens ein größeres Nuklearprogramm haben. Es ist unabdingbar, dass in allen Ländern, die Atomenergie nutzen, so sicher und so schnell wie möglich eine Endlagerung vorgenommen wird. Die Endlagerung bietet größere Sicherheit als andere Optionen, wenn der Endlagerungsstandort sorgfältig ausgewählt und gebaut wird. Auch hier gilt: Man muss diese Lasten der Atomenergie in den Griff bekommen.

2 Uranabbau: Technologie und Auswirkungen*

2.1 Allgemeine Probleme und Risiken

Der Uranabbau im großen Stil begann nach dem Zweiten Weltkrieg, als Uran als strategische Ressource gewonnen wurde. Große Anstrengungen wurden unternommen, um unter allen Umständen an dieses Rohmaterial für die Atombombe zu kommen, wobei anfänglich die Auswirkungen sowohl auf die Gesundheit der Beschäftigten wie auch die Umwelt ignoriert wurden. Die Vereinigten Staaten bezogen ihr Uran hauptsächlich aus heimischen und kanadischen Lagerstätten. Die Sowjetunion, in der zunächst keine bedeutenden Vorkommen bekannt waren, etablierte eine umfangreiche Bergbauindustrie in ihren europäischen Satellitenstaaten, vor allem in der ehemaligen DDR und der Tschechoslowakei, aber auch in Ungarn, Bulgarien und anderen Ländern. Bei der ostdeutschen Wismut AG

* Dieser Teil 2 basiert auf dem Greenpeace-Report *Reichweite der Uranvorräte der Welt*.

förderten zeitweise mehr als 100.000 Menschen unter härtesten Bedingungen dieselbe Menge Uran, die heute von einigen hundert Arbeitern in einer ertragreichen kanadischen Mine produziert wird.

Da Uran im Verlauf der siebziger Jahre immer mehr zu einer kommerziellen Ressource zur Erzeugung von Atomkraft wurde, veränderte sich die Lage: Staaten waren nicht mehr die einzigen Abnehmer, und so entwickelte sich ein Markt für Uran; zudem wurden Vorschriften zum Schutz der Umwelt in Kraft gesetzt. Mit dem Ende des Kalten Krieges endete die militärische Nachfrage nach Uran, und sekundäre Quellen wie Uran aus Lagerbeständen oder gestrecktes Atomwaffenmaterial wurden verfügbar. Diese sekundären Quellen decken derzeit fast die Hälfte des Bedarfs der Atomenergie-Industrie und lassen nur den ertragreichsten Minen eine Überlebenschance. Doch mit dem absehbaren Ende der Verfügbarkeit von sekundären Quellen und Vorhaben zur Ausweitung der Atomenergieerzeugung in mehreren Ländern ändert sich die Situation erneut: Uran könnte wieder zu einer knappen Ressource werden, die sich nur unter hohen Kosten für die Umwelt gewinnen lässt.

Mit einer durchschnittlichen Konzentration von 3 Gramm pro Tonne in der Erdkruste ist Uran kein besonders seltenes Metall. Allerdings wird der Abbau erst bei Lagerstätten mit einer Konzentration von mindestens 1000 Gramm pro Tonne (0,1 Prozent) sinnvoll; minderwertigeres Erz wird derzeit nur unter sehr speziellen Umständen abgebaut. Abbauwürdige Konzentrationen finden sich in zahlreichen, über die ganze Welt verteilten Lagerstätten, die in Bezug auf geologische Gegebenheiten, Größe, Urangehalt und Zugänglichkeit große Unterschiede aufweisen. Auf dem Colorado-Plateau der westlichen Vereinigten Staaten wurde Uran mit einem Erzgehalt von etwa 0,1 bis 0,2 Prozent in Tausenden meist kleinen Minen abgebaut, bis Anfang der achtziger Jahre der Uranpreis kollabierte. In Elliot Lake (Ontario, Kanada), Ostdeutschland und der Tschechoslowakei hingegen wurde Uran jahrzehntelang meist nur in großen unterirdischen Bergwerken gewonnen, deren Erzgehalt oft sogar noch geringer war. Als der ostdeutsche Uranbergbau 1990 eingestellt wurde, lagen die Abbaukosten etwa beim Zehnfachen des Weltmarktpreises.

Nach dem Ende des Kalten Krieges konnten nur die rentabelsten Uranbergbaubetriebe überleben. Das mit Abstand hochwertigste Uranerz (17,96 Prozent) wird derzeit aus der unterirdischen MacArthur-River-Mine im kanadischen Saskatchewan gewonnen,

das minderwertigste (0,029 Prozent) in der im Tagebau betriebenen Rössing-Mine in Namibia.

Das meiste Uran wird konventionell in Bergwerken im Tage- oder Untertagebau gewonnen. Abgesehen von wenigen ertragreichen Lagerstätten in Saskatchewan liegen die Erzkonzentrationen unter 0,5 Prozent, und es müssen große Mengen Erz gefördert werden, um an das Uran heranzukommen.

Die Grubenarbeiter sind Staub und radioaktivem Radongas ausgesetzt und unterliegen damit einem erhöhten Lungenkrebsrisiko. In den ersten Jahren des Uranbergbaus nach dem Zweiten Weltkrieg wurden die Minen unzureichend belüftet, was zu außerordentlich hohen Konzentrationen von Staub und Radon in den Stollen führte. 1955 betragen die durchschnittlichen Radon-Konzentrationen in den Wismut-Minen etwa 100.000 Bq/m^3 ; Spitzenwerte betragen bis zu 1,5 Millionen Bq/m^3 . Zwischen 1946 und 1990 starben 7163 Uran-Grubenarbeiter in der ehemaligen DDR an Lungenkrebs; bei 5237 Arbeitern wurde ein berufsbedingter Ausbruch der Krankheit anerkannt. In den Vereinigten Staaten erkannte der Kongress die Verantwortung der Regierung für die Gesundheit der ersten Uran-Grubenarbeiter (meist Navajo-Indianer) erst 1990 durch den Erlass des *Radiation Exposure Compensation Act* an. Die administrativen Hürden zum Erhalt von Entschädigungen waren jedoch so hoch und die dafür zur Verfügung gestellte Summe so gering, dass viele Bergarbeiter (oder überlebende Familienangehörige) erst entschädigt wurden, als das Gesetz im Jahr 2000 noveliert wurde.

Beim Betrieb einer Mine werden große Mengen kontaminiertes Wasser aus dem Bergwerk herausgepumpt und in Gewässer abgeleitet, von wo aus sie sich in der Umwelt ausbreiten. Die Abwässer der Rabbit-Lake-Mine in Saskatchewan, Kanada, führen zum Beispiel zu einer starken Zunahme der Uranbelastung im Sediment der Hidden Bay des Wollaston Lake. Während der natürliche Urangehalt im Sediment dieses Sees unter $3 \mu\text{g/g}$ liegt, betrug er in der Hidden Bay im Jahr 2000 etwa $25 \mu\text{g/g}$ und hat sich seither jährlich mehr als verdoppelt: 2003 lag er bereits bei $250 \mu\text{g/g}$. In Sedimenten im Gebiet der Mine der Wismut AG im thüringischen Ronneburg wurden Konzentrationen von Radium und Uran um 3000 Bq/kg festgestellt, was eine z. T. hundertfache Erhöhung dort in der Natur vorkommender Werte darstellt.

Die Belüftung der Bergwerke senkt zwar die gesundheitlichen Risiken der dort Beschäftigten, setzt jedoch radioaktiven Staub und Radongas frei und erhöht so das Lungenkrebsrisiko der Anwohner. Im ehemaligen Bergwerk Schlema-Alberoda der Wismut AG wurden 1993 insgesamt 7426 Millionen m³ (d.h. 235 m³/s) kontaminierte Luft freigesetzt, die eine durchschnittliche Radon-Konzentration von 96.000 Bq/m³ aufwies.

Im Tagebau entsteht Abraum, wenn das Deckgebirge abgetragen wird, im Untertagebau, wenn Stollen durch Schichten ohne Erz getrieben werden. Häufig enthalten Abraumhalden erhöhte Konzentrationen von Radionukliden. Andere Halden bestehen aus Erz, das für die Verarbeitung zu minderwertig ist. Beide jedoch bedrohen auch nach der Schließung einer Mine weiterhin Menschen und Umwelt durch die Freisetzung von Radongas sowie durch Sickerwasser, das radioaktive und giftige Stoffe enthält. Die Abraumhalden der Wismut-Uranbergwerke im Gebiet Schlema/Aue umfassen 343 Hektar und ein Volumen von 47 Millionen m³. Oft wurde der Abraum dort auch an Hängen in der unmittelbaren Umgebung von Wohngebieten abgelagert – mit der Folge, dass in der Region Schlema im Freien hohe Radonkonzentrationen um 100 Bq/m³ (stellenweise sogar über 300 Bq/m³) in der Luft gemessen wurden, bis der Abraum abgedeckt wurde. Das Öko-Institut in Freiburg hatte für diese Konzentrationen ein erhöhtes Lungenkrebsrisiko von 20 (bzw. 60) Fällen pro 1000 Einwohner errechnet. Zudem wurde Abraum häufig zu Schotter oder Zement weiterverarbeitet und zum Straßen- oder Gleisbau verwendet, wodurch sich erhöhte Konzentrationen an Radioaktivität über größere Gebiete verbreiteten.

Das Prinzip der Haufenlaugung

In einigen Fällen wird Uran durch Haufenlaugung aus minderwertigem Erz gewonnen und zwar dann, wenn der Urangehalt zu niedrig ist, um das Erz rentabel in einer Aufbereitungsanlage verarbeiten zu können. Die dazu verwendete Lösungsflüssigkeit, eine Lauge oder Säure, häufig Schwefelsäure, wird oben in die Halde eingeleitet und sickert bis zu einer Abdichtung unter der Halde, wo sie aufgefangen und in eine Verarbeitungsanlage gepumpt wird. In Europa wurde dieses Verfahren bis 1990 in der ehemaligen DDR und in Ungarn angewandt.

Während des Laugungsprozesses stellen diese Halden aufgrund der Freisetzung von Staub, Radongas und Laugungsflüssigkeit eine

Gefahrenquelle dar. Danach kann durch natürliche Laugung ein langfristiges Problem entstehen, wenn das Erz das Mineral Pyrit (FeS_2) enthält, wie es zum Beispiel in den Uranlagerstätten in Thüringen und Ontario, Kanada, der Fall ist. Dann kann es durch Eintritt von Wasser und Luft in der Halde zu einer kontinuierlichen, bakteriell verursachten Entstehung von Schwefelsäure kommen mit der Folge, dass über Jahrhunderte Uran und andere Schadstoffe ausgeschwemmt werden und das Grundwasser möglicherweise permanent kontaminiert wird.

Durch den Verfall des Uranpreises verlor die Haufenlaugung an Bedeutung; das könnte sich jedoch ändern, wenn der Abbau minderwertiger Erze wieder interessanter wird.

Das Prinzip des Lösungsbergbaus

Eine Alternative zum herkömmlichen Abbau ist der so genannte Lösungsbergbau („In-situ-leaching“). Bei diesem Verfahren wird eine Lösungsflüssigkeit wie zum Beispiel Ammoniumcarbonat $(\text{NH}_4)_2\text{CO}_3$ oder Schwefelsäure durch Bohrlöcher in eine unterirdische Uranlagerstätte eingeleitet und die uranhaltige Flüssigkeit dann wieder nach oben gepumpt. Das bedeutet, dass das Erz nicht wie beim konventionellen Bergbau aus der Lagerstätte herausgeholt werden muss. Jedoch kann dieses Verfahren nur für Uranlagerstätten angewendet werden, die in durchlässigem Gestein in einem Grundwasserleiter liegen. Sie dürfen zudem nicht zu tief liegen (bis etwa 200 m) und müssen von undurchlässigem Gestein umgeben sein.

Die Vorteile dieser Technologie sind ein reduziertes Unfall- und Strahlungsrisiko für die Arbeiter, geringere Kosten und der Wegfall großer Abraumhalden. Die wichtigsten Nachteile sind das Risiko austretender Laugungsflüssigkeit und die dadurch bedingte Kontamination von Grundwasser sowie die Unmöglichkeit, nach Beendigung der Ausbeutung im Abbaubereich wieder natürliche Bedingungen herzustellen. Die entstehenden kontaminierten Schlämme werden entweder in Absetzbecken eingelagert oder in großer Tiefe im Untergrund verpresst.

Früher wurde der Lösungsbergbau in großem Maße, das heißt unter Einleitung von Millionen Tonnen Schwefelsäure, in Stráz pod Ralskem (Tschechische Republik), in mehreren Lagerstätten in Bulgarien und in etwas anderer Form auch in Königstein (ehemalige DDR) betrieben. Im letzteren Fall wurden mit der Lösungsflüssigkeit

100.000 Tonnen Schwefelsäure in das Erzlager eingeleitet. Nach der Schließung der Mine waren noch 1,9 Millionen m³ Lösungsflüssigkeit in den Poren des Gesteins eingeschlossen; weitere 0,85 Millionen m³ zirkulierten zwischen der Lösungszone und der Anlage zur Abtrennung des Urans. Diese Flüssigkeit enthält hohe Konzentrationen an Schadstoffen, im Folgenden ausgedrückt als Vielfaches der Trinkwassergrenzwerte: Cadmium (400x), Arsen (280x), Nickel (130x), Uran (83x) u.a. Ferner stellt sie eine Gefahrenquelle für einen Grundwasserleiter dar, der für die Trinkwasserversorgung der Region von Bedeutung ist. Diese Gefahr ist im tschechischen Stráz pod Ralskem noch wesentlich größer, wo 3,7 Millionen Tonnen Schwefelsäure eingeleitet wurden: die Lösungszone umfasst 5,74 km² und enthält 28,7 Millionen m³ kontaminierte Flüssigkeit. Zudem hat sich die kontaminierte Flüssigkeit horizontal und vertikal über die Lösungszone hinaus ausgebreitet und dadurch weitere 28 km² Fläche sowie 235 Millionen m³ Grundwasser kontaminiert.

Mit dem Rückgang der Uranpreise in den vergangenen Jahrzehnten wurde der Lösungsbergbau in den Vereinigten Staaten zur einzigen Quelle für heimisches Uran. Inzwischen gewinnt dieses Verfahren weltweit an Bedeutung für die Ausbeutung minderwertiger Lagerstätten, und neue Projekte werden in Australien, Russland, Kasachstan und China entwickelt.

Zwischenstation Uranerzaufbereitungsanlage

Konventionell in Tage- oder Untertagebau-Bergwerken gewonnenes Erz wird in eine Uranerzaufbereitungsanlage gebracht, wo es zunächst zerkleinert wird. Zur Verringerung von Transportwegen und -kosten befindet sich diese meist in der Nähe der Mine. Dann wird das Uran in einem hydrometallurgischen Prozess extrahiert. Zur Lösung wird meist Schwefelsäure verwendet, aber auch alkalische Laugung kommt zum Einsatz. Da bei diesem Vorgang nicht nur das Uran aus dem Erz extrahiert wird, sondern auch andere Bestandteile wie Molybdän, Vanadium, Selen, Eisen, Blei und Arsen, muss das Uran aus der Lösung abgetrennt werden. Das Endprodukt der Uranerzaufbereitungsanlage, im allgemeinen als „Yellow Cake“ (gelber Kuchen, U₃O₈ mit Verunreinigungen) bezeichnet, wird verpackt und in Fässern verschickt. Staubemissionen stellen die größte Gefahrenquelle bei diesem Verfahren dar. Bei der Schließung einer Uranerzaufbereitungsanlage müssen große Mengen radioaktiv kontaminierten Schrotts sicher entsorgt werden.

Rückstände und Entsorgung

Die Rückstände aus dem Uranerz-Aufbereitungsprozess, die so genannten „Tailings“, sind Schlämme, die für gewöhnlich in Absetzteiche gepumpt werden und dort verbleiben. Die Menge der Rückstände entspricht praktisch jener des geförderten Erzes, da das extrahierte Uran nur einen Bruchteil der gesamten Masse ausmacht. Die Tailings-Menge, die pro Tonne extrahierten Urans erzeugt wird, ist also umgekehrt proportional zum Urangehalt des Erzes (das heißt der Urankonzentration im Erz). Die weltweit größte Rückstandsdeponie einer Uranerzaufbereitungsanlage ist mit einem Volumen von über 350 Millionen Tonnen wahrscheinlich die der Rössing-Mine in Namibia. Die größten Rückstandsdeponien in den Vereinigten Staaten und Kanada haben bis zu 30 Millionen Tonnen Feststoffgehalt; die größte Deponie in Ostdeutschland umfasst 86 Millionen Tonnen.

In den frühen Jahren des Uranabbaus wurden diese Rückstände bisweilen einfach unkontrolliert in die Umwelt „entsorgt“. Das beunruhigendste Beispiel hierfür ist Mounana in Gabun, wo bis 1975 so verfahren wurde: Eine Tochtergesellschaft des französischen Unternehmens Cogéma baute dort ab 1961 Uran ab. Während der ersten fünfzehn Jahre wurden die Rückstände einfach in den nächsten Fluss eingeleitet; dadurch gelangten zwei Millionen Tonnen Uranerz-Aufbereitungsrückstände in die Umwelt, kontaminierten das Wasser und bildeten flussabwärts Ablagerungen. Als der Abbau 1999 eingestellt wurde, wurden die verstreuten Rückstände lediglich mit einer dünnen, erosionsanfälligen Schicht neutralen Bodens abgedeckt, anstatt sie abzutragen und umweltgerecht zu deponieren.

Außer dem extrahierten Uran enthält der Abfallschlamm noch alle anderen Bestandteile des Erzes. Da langlebige Zerfallsprodukte des Urans wie Thorium-230 und Radium-226 nicht entfernt wurden, enthält der Schlamm noch 85 Prozent der anfänglichen Radioaktivität des Erzes. Weil es technisch nicht möglich ist, das gesamte Uran aus dem Erz zu extrahieren, enthält der Schlamm auch Reste von Uran. Zusätzlich finden sich darin Schwermetalle und andere Schadstoffe wie etwa Arsen und im Verlauf der Uranextraktion zugesetzte Chemikalien.

In den Rückstandsdeponien der Uranerzaufbereitung enthaltene Radionuklide emittieren im allgemeinen 20 bis 100 Mal so viel

Gammastrahlung, wie der natürliche Wert an der Erdoberfläche über Uranlagerstätten beträgt. Die dadurch gegebene Gefahr ist jedoch örtlich begrenzt, da die Gamma-Strahlungsstärke mit der Entfernung von einer Deponie rapide abnimmt. Doch wenn die Oberfläche einer Deponie austrocknet, weht der Wind feine Sande über die umliegenden Gebiete. Über den Dörfern in der Nähe der ostdeutschen Uran-Rückstandsdeponien verdunkelte sich häufig der Himmel, wenn Stürme radioaktiven Staub verwehten, bis die Deponien abgedeckt wurden. In Staubproben aus diesen Dörfern wurden später erhöhte Radium-226- und Arsen-Werte festgestellt.

Das Radium-226 in den Aufbereitungsrückständen zerfällt kontinuierlich zum radioaktiven Gas Radon-222, dessen Zerfallsprodukte Lungenkrebs hervorrufen können, wenn sie eingeatmet werden. Ein Teil dieses Radons entweicht aus dem Inneren der Deponie. Die freigesetzte Radonmenge ist vom Urangehalt im Erz weitgehend unabhängig; sie hängt hauptsächlich von der Gesamtmenge des ursprünglich im Erz enthaltenen Urans ab. Freisetzungen von Radon stellen eine große Gefahr dar, die auch nach der Schließung einer Uranmine fortbesteht. Die US-Umweltbehörde EPA (U.S. Environmental Protection Agency) hat das erhöhte Lungenkrebsrisiko für Menschen, die in der Nähe einer ungeschützten, 80 Hektar großen Tailings-Halde leben, auf 2 Fälle pro 100 geschätzt.

Da sich Radon schnell mit dem Wind verbreitet, erhalten viele Menschen kleine zusätzliche Strahlungsdosen. Obwohl dieses erhöhte Risiko für das Individuum gering ist, kann es aufgrund der großen Anzahl betroffener Menschen nicht vernachlässigt werden. Die EPA schätzte, ausgehend von einer linearen Dosis-Wirkungsbeziehung ohne Schwellenwert, dass die 1983 in den USA bestehenden Uran-Tailingsdeponien pro Jahrhundert 500 Tote durch Lungenkrebs zur Folge hätten, wenn keine Gegenmaßnahmen getroffen würden.

Die Kontaminierung von Grundwasser und Oberflächengewässern durch Sickerwasser stellt eine weitere große Gefahrenquelle dar, die von Tailings-Deponien ausgeht. Anwohner sind zudem durch Uran und andere gefährliche Substanzen, etwa Arsen, im Trinkwasser und in Fischen aus den betroffenen Gebieten gefährdet. Vor allem bei säurehaltigen Rückständen ist das Sickerproblem bedeutsam, weil die involvierten Radionuklide unter sauren Bedingungen mobiler sind. In pyrihaltigen Rückständen kommt es zwangsläufig zu

solchen Bedingungen aufgrund der entstehenden Schwefelsäure, die zu einer vermehrten Verbreitung von Schadstoffen in die Umwelt beiträgt. Die gesamte Sickerwassermenge der Rückstandshalde Helmsdorf der Wismut AG vor der Sanierung wurde auf 600.000 m³ pro Jahr geschätzt; nur etwa die Hälfte dieser Menge wurde aufgefangen und vorübergehend wieder in die Deponie zurückgepumpt, bis eine Wasseraufbereitungsanlage in Betrieb genommen wurde. Dieses Sickerwasser war stark kontaminiert. Es enthielt, ausgedrückt als Vielfaches der Trinkwassergrenzwerte: Sulfat (24x), Arsen (253x), Uran (46x). Bei der ungarischen Uran-Rückstandsdeponie von Pécs bewegt sich kontaminiertes Grundwasser mit einer Geschwindigkeit von 30 bis 50 Meter pro Jahr auf die Trinkwasserbrunnen der Stadt zu.

Aufgrund der langen Halbwertszeiten der involvierten radioaktiven Substanzen muss die Sicherheit der Tailings-Deponien über lange Zeiträume gewährleistet sein, doch gleichzeitig sind sie vielfältigen Erosionseinwirkungen unterworfen. So können sich nach Regenfällen Wasserrinnen bilden; Pflanzen sowie grabende Tiere können in eine Deponie eindringen, deren Material verteilen und so zu einer Erhöhung der Radonstrahlung beitragen und die Deponie anfälliger für klimatisch bedingte Erosion machen. Im Falle von Erdbeben, starken Regenfällen oder Überflutungen kann es sogar zur Katastrophe kommen, so geschehen 1977 in Grants, New Mexico, wo 50.000 Tonnen Schlamm und mehrere Millionen Liter kontaminiertes Wasser austraten, und 1979 in Church Rock, New Mexico, wo über 1000 Tonnen Schlamm und etwa 400 Millionen Liter kontaminiertes Wasser austraten.

Gelegentlich werden ausgetrocknete Tailings wegen ihrer feinen, sandigen Beschaffenheit zum Bau von Häusern oder Aufschüttungen verwendet. In oder aus solchem Material gebauten Gebäuden wurden eine starke Gammastrahlung und große Mengen von Radon festgestellt. Die US-Umweltschutzbehörde EPA schätzte das erhöhte Lungenkrebsrisiko für Bewohner solcher Gebäude auf 4 Fälle pro 100.

Die Sanierung alter Uranminen

In den frühen Jahren des Uranabbaus nach dem Zweiten Weltkrieg wurden Bergwerke mit dem Ende der Ausbeutung oft ohne jegliche Sanierungsmaßnahmen stillgelegt. In den Vereinigten Staaten verschloss man oft nicht einmal die Mineneingänge, von der Besei-

tigung der produzierten Abfälle ganz zu schweigen; in Kanada wurden die Rückstände von Uranerzaufbereitungsanlagen häufig einfach in nahe gelegene Seen gekippt.

In Kanada und den USA existieren noch heute Hunderte kleinere ehemalige Uranbergwerke, bei denen keinerlei Sanierungsmaßnahmen getroffen wurden. In einigen Fällen versucht die Regierung noch immer, Eigentümer festzustellen, die für eine Sanierung verantwortlich gemacht werden können, und von Zeit zu Zeit saniert eine Regierungsbehörde eine Deponie auf eigene Rechnung (oder kündigt zumindest entsprechende Schritte an). Ein Beispiel für eine erfolgreiche Bergwerkssanierung ist die große Jackpile-Paguat-Mine in New Mexico. Beträchtliche Aufwendungen sind auch für die Sanierung der großen Wismut-Bergwerke in Ostdeutschland getätigt worden, die kurz vor dem Abschluss steht.

Eine Sanierung ist nicht nur für stillgelegte konventionell betriebene Minen notwendig, sondern auch für die, in denen Lösungsbergbau durchgeführt wurde: Die Abfallschlämme müssen sicher entsorgt, und auch das durch den Lösungsprozess kontaminierte Grundwasser muss saniert werden. Grundwassersanierung ist ein äußerst langwieriger Prozess, und trotz komplizierter Abpump- und Reinigungsverfahren ist es nicht möglich, die ursprüngliche Qualität zu erreichen. In den Vereinigten Staaten wurden Sanierungsbemühungen vielfach eingestellt, nachdem jahrelange Pump- und Reinigungsverfahren nur zu einem ungenügenden Rückgang von Schadstoffbelastungen geführt hatten. Die Sanierungsstandards wurden in solchen Fällen stattdessen standortspezifisch gelockert.

Während sich diese Minen zumeist in Regionen befinden, die sehr abgelegen sind und in denen das Grundwasser ohnehin kaum trinkbar ist, blieben in dicht besiedelten Gebieten, in denen für die ehemalige Sowjetunion Uran gewonnen wurde, große Abbaustätten mit Lösungsbergbau unsaniert: In Deutschland und der Tschechischen Republik wurden zwar Sanierungsprogramme auf den Weg gebracht, doch die Standorte in Bulgarien wurden einfach aufgegeben.

Meistens werden die Rückstände von Uranerzaufbereitungsanlagen auf die eine oder andere Art und Weise entsorgt, um das Austreten von Schadstoffen in die Umwelt einzudämmen. Der naheliegende Gedanke, sie wieder dorthin zu schaffen, wo das Erz entfernt wurde, führt jedoch nicht unbedingt zu einer akzeptablen Lösung. Denn auch wenn der größte Teil des Urans extrahiert

wurde, sind die Rückstände deswegen nicht weniger gefährlich geworden, ganz im Gegenteil: Die meisten der kontaminierenden Substanzen – 85 Prozent der gesamten Radioaktivität und alle chemischen Schadstoffe – sind noch vorhanden, und zudem wurden sie durch mechanische und chemische Prozesse so verändert, dass diese Kontaminanten wesentlich mobiler sind und somit viel leichter in die Umwelt gelangen können. Deshalb ist es in den meisten Fällen nicht möglich, die Tailings in eine unterirdische Mine zu verbringen; dort wären sie nach dem Abschalten der Pumpen in direktem Kontakt mit dem Grundwasser.

Ähnlich ist die Situation bei der Einlagerung von Tailings in ehemaligen Tagebaugruben. Auch hier kommt es in vielen Fällen zu einem unmittelbaren Kontakt mit Grundwasser, oder aber es besteht die Gefahr, dass das Grundwasser durch Sickerwasser kontaminiert wird. Ein Vorteil der Grubenentsorgung ist allerdings der relativ gute Schutz vor Erosion. In den meisten Fällen müssen die Tailings jedoch aufgrund mangelnder anderer Optionen an der Erdoberfläche gelagert werden. Dort sind Schutzmaßnahmen zwar leichter zu überwachen, doch zum Schutz vor Erosion sind zusätzliche Maßnahmen notwendig.

In den Vereinigten Staaten erließen die Umweltschutzbehörde (EPA) und die Atombehörde NRC (Nuclear Regulatory Commission) in den achtziger Jahren detaillierte Vorschriften zur Entsorgung von Uran-Tailings. Diese Vorschriften definieren nicht nur maximale Schadstoffkonzentrationen für Böden und zulässige Mengen für den Schadstoffausstoß (insbesondere für Radon), sondern auch den Zeitraum, in dem Sanierungsmaßnahmen wirksam sein müssen: 200 bis 1000 Jahre, möglichst ohne aktive Instandhaltungsmaßnahmen. Diesen Vorschriften entsprechend wurden mehr als ein Dutzend Tailings-Deponien saniert. Entweder vor Ort, indem Böschungen abgeflacht und mehrere Abdeckschichten aus Erde und Gestein aufgebracht wurden, oder dadurch, dass die Tailings an geeignetere Lagerorte verbracht wurden, um Gefahren durch Überflutung oder Grundwasserkontamination zu vermeiden.

In Kanada hingegen sind die Maßnahmen zur Sanierung von Rückständen aus dem Uranabbau wesentlich laxer. So genügt für die immensen Tailings-Mengen aus dem Gebiet am Elliot Lake etwa, dass sie lediglich mit Wasser abgedeckt werden. Sehr unterschiedlich ist die Situation bezüglich der Rückstände aus dem Uranabbau der ehemaligen Sowjetunion. Während sie in Ostdeutschland,

Ungarn und Estland derzeit vor Ort saniert werden, wurde in der Tschechischen Republik, der Ukraine, Kasachstan, Kirgisien und anderen Staaten bislang noch nicht viel unternommen. Die 100 Millionen Tonnen Tailings in Aktau, Kasachstan, wurden noch nicht einmal mit einer provisorischen Abdeckung versehen, weshalb nach wie vor große Mengen Staub vom Wind über die Region verteilt werden. Die kirgisischen Tailings lagern an steilen Hängen und sind durch Erdbeben stark gefährdet.

Die Kosten für die Sanierung von Tailings sind unterschiedlich. Am teuersten sind die staatlichen, groß angelegten Sanierungsmaßnahmen in den Vereinigten Staaten und Deutschland. Rechnet man diese Kosten auf das ursprünglich produzierte Uran um, so entsprechen sie in beiden Fällen etwa 14 US-Dollar pro (US-)Pfund produziertem U_3O_8 . Das ist mehr als der Preis für frisches Uran mehrere Jahre lang war, bis er sich kürzlich wieder zu erholen begann. Am unteren Ende der Kostenspanne (für Minen mit Uran als Hauptprodukt) steht Kanada mit 0,12 US-Dollar pro produziertem (US-)Pfund U_3O_8 ; dies reflektiert die außerordentlich laxen Umweltschutzvorschriften, die in Elliot Lake angewandt wurden.

Um zu verhindern, dass weiterhin stillgelegte Minen letztlich mit Steuergeldern saniert werden müssen, dürfen kommerzielle Uranförderer derzeit erst dann mit dem Abbau beginnen, wenn sie zuvor Geld für die Stilllegung bzw. Sanierung hinterlegt haben. Doch selbst diese Maßnahme kann nicht verhindern, dass der Steuerzahler als letzte Finanzquelle herangezogen wird: Die von der inzwischen bankrotten Atlas Corporation für Uran-Tailings in Moab, Utah, deponierte Summe etwa beläuft sich auf lediglich 3 Prozent der Sanierungskosten, die voraussichtlich 300 Millionen US-Dollar betragen werden. In Australien wurde erst kürzlich bekannt, dass die Schließung der Ranger-Mine 176 Millionen australische Dollar kosten soll, von denen aber nur 65 Millionen durch eine Garantie abgedeckt werden. Sollte ERA (Energy Resources of Australia Ltd.), der Betreiber der Mine, bankrott gehen, müsste der Steuerzahler den Großteil der Sanierungskosten übernehmen.

Uranvorräte

Primäre Vorräte

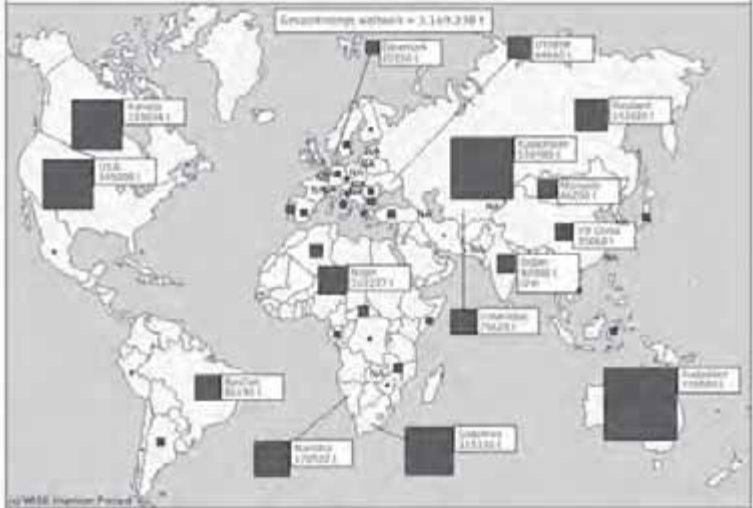
In der Regel werden Uranvorkommen nach dem Grad der Zuverlässigkeit bezüglich der zu erwartenden Größe der Lagerstätte und den voraussichtlichen Kosten für die Gewinnung kategorisiert. Dem maßgeblichen „Red Book“ der Nuclear Energy Agency (NEA 2004) zufolge belaufen sich die „bekannten Vorräte“, die mit Kosten bis zu 130 US-Dollar pro Kilogramm Uran (das entspricht 50 US-Dollar pro US-Pfund U_3O_8) gewonnen werden können, weltweit auf etwa 4,6 Millionen Tonnen Uran. Des Weiteren werden zu denselben Kosten zu gewinnende so genannte „unentdeckte Vorräte“ auf 6,7 Millionen Tonnen Uran geschätzt. Dazu kommen noch 3,1 Millionen Tonnen, bei denen bezüglich der Kosten keine Angaben gemacht werden. Da die „unentdeckten Vorräte“, wie schon der Name sagt, eher auf spekulativen Angaben beruhen, beschränkt sich die weitere Diskussion auf die „bekannten Vorräte“, die sich aus den Kategorien RAR (Reasonably Assured Resources, hinreichend gesicherte Vorräte) und EAR I (Estimated Additional Resources I; geschätzte zusätzliche Vorräte I) zusammensetzen. Abb. 2 zeigt eine Weltkarte der hinreichend gesicherten Vorräte, die mit Kosten bis zu 130 US-Dollar pro Kilogramm Uran (WUP 2005) gewonnen werden können.

Abbildung 2

Weltweite Uranreserven

[t U] Hinreichend gesicherte Vorräte zum 1.1.2003

Kosten US-\$ 130/kg Uran oder geringer (OECD 2004)



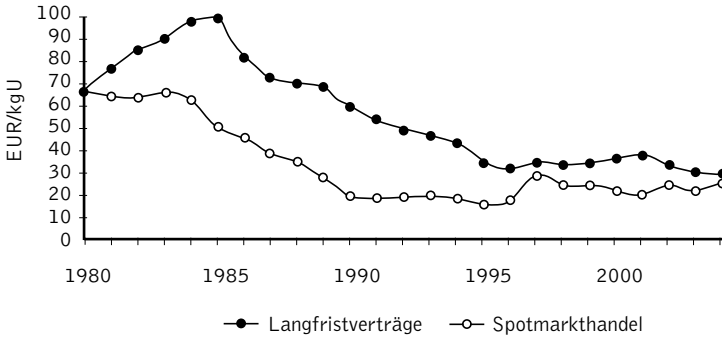
t = metrische Tonne NA = keine Daten verfügbar

Im Gegensatz zu vielen anderen Rohstoffen kommt Uran auf allen Kontinenten vor. Der Großteil der bekannten Ressourcen verteilt sich jedoch auf wenige Länder, vor allem, wenn man sich auf jene Lagerstätten konzentriert, die hochwertiges Erz und/oder eine Gewinnung zu geringen Kosten ermöglichen.

Nach einem Spitzenwert von etwa 43 US-Dollar pro (US-)Pfund U_3O_8 Ende der siebziger Jahre sank der Uranpreis auf dem Spotmarkt rasch auf etwa 10 US-Dollar pro (US-)Pfund U_3O_8 . Ende 2000 fiel er sogar bis auf 7 US-Dollar pro (US-)Pfund U_3O_8 , doch dann stieg er wieder und erreichte am 10. Oktober 2005 33 US-Dollar pro (US-)Pfund U_3O_8 . Zu den durchschnittlichen Preisen, die von 1980 bis 2004 für Uranlieferungen an europäische Energieversorger unter Spotmarkt- und Mehrjahresverträgen gezahlt wurden, siehe Abbildung 3 (ESA 2005).

Abbildung 3

Uranpreise der Euratom Supply Agency



Während der zwei Jahrzehnte sehr niedriger Uranpreise ließ die Suche nach Uran stark nach. Inzwischen steigen die Preise wieder, vor allem seit der Spotmarktpreis für Uran im September 2004 20 US-Dollar pro (US-)Pfund U_3O_8 erreichte. Viele Explorationsunternehmen haben sich seither neu formiert oder ihre Geschäftstätigkeit auf den Uranabbau verlagert. Womöglich wird sich die Menge der bekannten Vorräte deshalb durch neue Funde vergrößern. Die Entdeckung neuer großer Lagerstätten mit hochwertigem Uran ist zwar nicht ausgeschlossen, wahrscheinlicher dürfte jedoch sein, dass durch die derzeitige Suche weitere kleine Lagerstätten mit minderwertigem Erz gefunden werden. Nur in einem Fall, Shea Creek in Saskatchewan/Kanada, wurde möglicherweise eine neue ertragreiche Lagerstätte entdeckt – die erste seit etwa 20 Jahren.

Mehrere Uranlagerstätten können derzeit aufgrund politischer Widerstände nicht ausgebeutet werden. Das bekannteste Beispiel ist die Fundstätte Jabiluka in Australiens Northern Territory. Sie liegt innerhalb des Gebiets des von der UNO zum Weltkulturerbe erklärten Kakadu National Park, ist jedoch von diesem ausgenommen. Wegen des fortgesetzten Widerstands der traditionellen (indigenen) Eigentümer des Landes musste der Betreiber ERA die Erschließung der Lagerstätte aufgeben und sogar einen bereits angelegten Zufahrtsstollen rückverfüllen. Ein weiteres Beispiel ist das Lösungsbergbau-Projekt in Crownpoint, New Mexico (USA). Die Genehmi-

gung für dieses auf dem Gebiet der Navajo befindliche Projekt wurde im Mai 2000 auf Antrag lokaler Vermittler auf Eis gelegt. Inzwischen hat der Stammesrat per Gesetz jeglichen Uranabbau auf Navajo-Gebiet verboten. Dieses Gesetz trat am 29. April 2005 in Kraft; es könnte jedoch durch ein Bundesgesetz wieder aufgehoben werden.

Die Lizenz von Cogéma für die in Saskatchewan/Kanada gelegene McClean-Lake-Mine wurde im September 2002 auf Antrag einer ortsansässigen Umweltschutzorganisation durch eine gerichtliche Entscheidung widerrufen, doch bald darauf wurde dem Unternehmen ein Vollstreckungsaufschub zugebilligt, und im März 2005 gewann es den Rechtsstreit endgültig.

Die geplanten neuen Uranbergwerke in den indischen Bundesstaaten Jharkand, Andhra Pradesh und Meghalaya stoßen gegenwärtig auf heftigen Widerstand lokaler Stammes- und Umweltschutzgruppen.

Nicht nur Umweltschützer oder indigene Völker wenden sich gegen den Uranabbau: In Australien haben drei Staatsregierungen – Queensland, Victoria und Western Australia – den Uranabbau verboten. Aber einige wagemutige Explorationsfirmen lassen sich auch dadurch nicht abhalten, ihre Arbeit in diesen Staaten fortzusetzen. Offenbar hoffen sie darauf, dass diese Bundesstaaten ihre Politik revidieren – nicht zuletzt wohl deshalb, weil die gegenwärtige australische Bundesregierung den Uranabbau unterstützt.

Neben den Lagerstätten, in denen Uran als Hauptprodukt abgebaut wird, gibt es auch solche, in denen es als Nebenprodukt bei der Gewinnung anderer Mineralien wie etwa Gold, Kupfer oder Phosphat gewonnen wird.

In Südafrika wird Uran ausschließlich als Nebenprodukt der Goldbergwerke gewonnen. Wegen des ungünstigen Wechselkurses der lokalen Währung und des zuletzt niedrigen Uranpreises wird augenblicklich jedoch nur in der Goldmine Vaal River Uran gewonnen. Außerdem könnten die geringen Profite vieler südafrikanischer Goldminen die Schließung zahlreicher kaum noch rentabler Bergwerke zur Folge haben, wodurch auch die mögliche Gewinnung von Uran als Nebenprodukt weiter verringert würde.

In der Olympic-Dam-Mine in Australien wird ein sehr großes Kupfervorkommen ausgebeutet, wobei ebenfalls Uran als Nebenprodukt anfällt. Trotz des geringen Gehalts von nur 0,053 Prozent Uran beläuft sich die gesamte Menge auf 302.000 Tonnen; damit ist dies

das größte einzelne Uranvorkommen der Erde. Neuere Planungen gehen von einer Kapazitätssteigerung aus, mit der die Jahresleistung der Mine mehr als verdoppelt werden soll.

Phosphatgestein hat einen durchschnittlichen Urangehalt von 0,005 bis 0,02 Prozent. Der potenzielle Urangehalt der weltweit bekannten Phosphatgesteinvorkommen beläuft sich auf 5 bis 15 Millionen Tonnen Uran (diese Zahl ist nicht in den o.g. geschätzten Vorkommen enthalten). Die wichtigsten Vorkommen befinden sich in Marokko, den Vereinigten Staaten, Mexiko und Jordanien. Der viel genutzte Phosphorsäureprozess konzentriert das meiste Uran im Produktstrom (Dünger etc.). Mit Hilfe mehrerer Verfahren lässt sich das Uran aus dem Produktstrom zurückgewinnen, dieser unerwünschte Bestandteil damit aus den Produkten entfernen und so eine weitere Quelle für Uran erschließen. Weltweit existieren etwa 400 mit dem Nassverfahren arbeitende Phosphorsäurebetriebe, die jährlich etwa 11.000 Tonnen Uran gewinnen könnten. Zwar gibt es in Ländern wie den Vereinigten Staaten, Kanada, Spanien, Belgien, Israel und Taiwan eine Reihe von solchen Urangewinnungsanlagen, doch die meisten wurden in der Phase niedriger Uranpreise stillgelegt. Mit steigenden Preisen könnte eine neuerliche Inbetriebnahme jedoch wieder rentabel werden.

Bei den Schätzungen der weltweiten Uranressourcen werden mehrere große marginale Lagerstätten nicht berücksichtigt, von denen die bedeutendsten solche in Schwarzschiefer darstellen. Diese Vorkommen enthalten nur 0,005 bis 0,04 Prozent Uran, doch wegen ihrer beträchtlichen Flächenausdehnung enthalten sie umfangreiche Uranvorräte: zum Beispiel 169.230 Tonnen in Ronneburg (Thüringen), 254.000 Tonnen in Ranstad (Schweden) und 4 bis 5 Millionen Tonnen im Chattanooga Shale (Vereinigte Staaten). Aber selbst die Befürworter der Atomenergie scheinen unsicher, ob diese Ressourcen je ausgebeutet werden können: „Das in Schwarzschiefer enthaltene Uran stellt zwar einen umfangreichen Vorrat dar, doch diese Lagerstätten erfordern sehr hohe Produktionskosten, und ihre Erschließung würde riesige Minen, Aufbereitungsanlagen und Rückstandsdeponien bedingen, was mit Sicherheit Widerstand von Seiten der Umweltschutzverbände hervorrufen würde. Zudem läuft im Gebiet um Ronneburg derzeit das milliardenteure Wismut-Sanierungsprojekt. Deshalb können die Lagerstätten in Schwarzschiefer lediglich als langfristige Ressource betrachtet werden, die zudem nur bei Marktpreisen über 130 US-Dollar pro Kilogramm

Uran ökonomisch attraktiv ist – und vorausgesetzt, der Widerstand von Seiten der Umweltschutzverbände kann überwunden werden, was jedoch für die drei oben genannten Lagerstätten alles andere als sicher ist“ (IAEA 2001).

Eine weitere von Zeit zu Zeit diskutierte potenzielle Uranquelle ist Meerwasser. Es enthält nur 3 Milligramm Uran pro Tonne, doch der Gesamtinhalt wird auf 4 Milliarden Tonnen geschätzt. Die Forschung an einem verbesserten Ausbeutungsverfahren ist im Gang, doch bislang ist es in Relation zu den derzeitigen oder vorhersehbaren Uranpreisen nicht wettbewerbsfähig, und seine Energie- und Umweltbilanz wurden noch nicht ermittelt.

Sekundäre Quellen

Sekundäre Quellen sind alle Quellen außer Uranerz-Lagerstätten. Dazu gehört Uran, das aus unterschiedlichen Quellen recycelt wurde, wie zum Beispiel aus abgebrannten Brennelementen, überschüssigem Waffuran und abgereichertem Uran sowie Uran aus Lagerbeständen.

Recyceltes Uran aus abgebrannten Brennelementen (RepU): Die Gewinnung von Uran aus abgebrannten Brennelementen findet derzeit hauptsächlich in den Wiederaufbereitungsanlagen La Hague (Frankreich) und Sellafield (Großbritannien) statt. Allerdings wird bis heute nur ein kleiner Teil des abgetrennten Urans tatsächlich zu neuen Brennelementen umgewandelt und offenbar wird nicht erwartet, dass sich dies in naher Zukunft ändern wird.

Einem Bericht des französischen Rechnungshofs zufolge hat der französische Versorgungsbetrieb Electricité de France (EdF) stattdessen Vorkehrungen für eine langfristige Lagerung (250 Jahre) des wiederaufbereiteten Urans getroffen. Von den 1050 Tonnen abgebrannten Uranoxid-Kernbrennstoffs, der jährlich in Frankreich anfällt, werden derzeit 850 Tonnen in La Hague wiederaufbereitet. Zusätzlich fallen 100 Tonnen abgebrannten MOX-Brennstoffs („mixed oxide fuel“) an, der nicht aufbereitet wird. Aus der Wiederaufbereitung von Uranoxid-Brennelementen werden ungefähr 816 Tonnen Uran und 8,5 Tonnen Plutonium gewonnen. Von dem gewonnenen Uran werden etwa 650 Tonnen zur langfristigen Lagerung in die stabilere Oxidform umgewandelt. Das in der ehemaligen Wiederaufbereitungsanlage Marcoule gewonnene Uran wurde nie zu Kernbrennstoff recycelt. Es lagert noch immer in Form von flüssigem Uranyl-

nitrat in Marcoule: 3800 Tonnen davon gehören EdF, 4800 Tonnen CEA und Cogéma.

Die Nutzung wiederaufbereiteten Urans ist aus mehreren Gründen problematisch. Da es mit den künstlichen Uranisotopen U-232 und U-236 verunreinigt ist, sind während der Verarbeitung besondere Vorkehrungen notwendig: U-232 und seine Zerfallsprodukte setzen das Personal erhöhten Strahlungsdosen aus, und U-236 erfordert als Neutronenabsorber zur Erreichung derselben Reaktivität ein höheres Anreicherungs-niveau. Folglich ist die Nutzung von wiederaufbereitetem Uran bei den derzeitigen Marktkonditionen nicht sehr attraktiv: Die Konversion zu UF₆ (Uran-Hexafluorid) ist dreimal so teuer wie die Umwandlung natürlichen Urans, und die Anreicherung kann in der einzigen französischen Anreicherungsanlage, der Gasdiffusions-Anlage Eurodif, nicht geleistet werden, da das wiederaufbereitete Uran die Anlage kontaminieren würde. Für die Produktion von zwei Chargen Test-Brennstoff für das Atomkraftwerk Cruas wurde das wiederaufbereitete Uran in einer ausländischen (vermutlich russischen) Zentrifugen-Anlage angereichert.

Gestrecktes HEU: Hoch angereichertes Uran („highly enriched uranium“, HEU) aus überschüssigen Kernwaffen kann zu schwach angereichertem Uran („low enriched uranium“, LEU) gestreckt und als Kernbrennstoff genutzt werden.

1993 beschlossen die Vereinigten Staaten und Russland das US-Russia HEU Agreement, dem zufolge Russland aus 500 Tonnen HEU gewonnenes gestrecktes Uran über den Zeitraum von etwa 20 Jahren an die Vereinigten Staaten liefert. Diese Menge an HEU entspricht 153.000 Tonnen natürlichen Urans und einer Anreicherungsarbeit von 92 Millionen SWU (Separative Work Units; Einheit für Urantrennarbeit).

Die Lieferungen in Bezug auf dieses Abkommen, jährlich aus etwa 30 Tonnen HEU gewonnenes LEU, das etwa 9000 Tonnen natürliches Uran ersetzt, sind im Gange und sollen bis 2013 fortgesetzt werden. Inzwischen haben die Vereinigten Staaten begonnen, einen Teil ihres eigenen überschüssigen HEU zu strecken. Insgesamt sind 153 Tonnen HEU zur Streckung vorgesehen; etwa 39 Tonnen wurden bereits verarbeitet, und dieser Prozess soll bis 2016 beendet sein (NEA 2004). Leider ist das HEU nicht nur reich an U-235, sondern auch an dem unerwünschten Nuklid U-234. Wenn das HEU mit natürlichem Uran gestreckt wird, können zurückbleibende

U-234-Konzentrationen in dem LEU-Produkt die Industrie-Vorgaben für nukleare Brennelemente überschreiten. Deshalb ist es ratsam, das HEU mit Material zu mischen, das wenig U-234 enthält.

In Russland wird dieses Problem gelöst, indem man eine Zumischkomponente mit einem Gehalt von 1,5 Prozent U-235 durch Wiederanreicherung von abgereichertem Uran herstellt, das heißt, freie Kapazitäten einer Zentrifugen-Anreicherungsanlage werden dazu genutzt, abgereicherte Uranabfälle auf einen U-235-Gehalt von 1,5 Prozent anzureichern. Diese Vorgehensweise ermöglicht es Russland außerdem, seine Verpflichtungen aus dem US-Russia HEU Agreement zu erfüllen, ohne für die Zumischkomponente die geringen Ressourcen an natürlichem Uran antasten zu müssen. Äußerst bemerkenswert ist, dass die Trennarbeit zur Anreicherung der Zumischkomponente in diesem Fall größer ist als die, die beim HEU-Mischprozess nutzbar gemacht wird (Diehl 2004). Die enorme Menge an Trennarbeit, die ursprünglich für die HEU-Produktion geleistet wurde, ist dadurch vollständig verloren; nur der im HEU enthaltene Uraninhalt wird zurückgewonnen.

Uran aus der Anreicherung von abgereichertem Uran („Tails“): Der Abfall, der bei der Anreicherung von Uran entsteht, heißt abgereichertes Uran („depleted uranium“, DU) oder Tails. Chemisch betrachtet handelt es sich um Uran-Hexafluorid (UF_6), das noch Restmengen des spaltbaren Uranisotops U-235 enthält, welches durch weitere Anreicherung extrahiert werden kann. Seit 1996 werden abgereicherte Uranabfälle der westeuropäischen Anreicherungsunternehmen Urenco und Eurodif zur Wiederanreicherung nach Russland geschickt. Dort werden die importierten Tails anstelle von natürlichem Uran in überschüssige Anreicherungskaskaden von Rosatom (Russische Atomenergiebehörde, vormals Minatom) eingespeist. Bei der Wiederanreicherung wird überwiegend naturäquivalentes Uran sowie einiges reaktorfähiges schwach angereichertes Uran erzeugt. Diese Produkte werden an Urenco und Eurodif zurückgeschickt, während die entstandenen Sekundärabfälle in Russland bleiben und dort weiter angereichert werden zu Material, das noch mehr natürlichem Uran entspricht, und/oder leicht angereichertem Uran. Letzteres wird dann als Zumischkomponente zur Streckung von überschüssigem waffenfähigem, hoch angereichertem Uran zu reaktorfähigem, schwach angereichertem Uran verwendet. Die zuletzt zurückbleibenden Rückstände an abgereichertem Uran, die noch

immer mindestens zwei Drittel der importierten Menge ausmachen, verbleiben – mit bislang unbekanntem Schicksal – in Russland. Im Mai 2005 gab Cogéma/Areva bekannt, man habe mit dem russischen Unternehmen Tenex ein Technologietransfer-Übereinkommen zur Defluorination von abgereichertem Uran-Hexafluorid (UF_6) zu U_3O_8 unterzeichnet – eine Form, die besser zur langfristigen Lagerung geeignet ist. Und im August 2005 erklärte Rosatom, die letzten Rückstände könnten in Schnellen Brütern verwendet werden.

Gegenwärtig senden Urenco und Eurodif jährlich je 7000 Tonnen Uran in Form von Tails zur Anreicherung nach Russland und bekommen je 1100 Tonnen natur-äquivalentes Uran in Form von UF_6 zurück. Eurodif erhält zusätzlich 130 Tonnen Uran in Form von UF_6 zurück, das auf 3,5 Prozent angereichert wurde. Für Urenco und Eurodif ist das Wiederanreicherungs-geschäft in erster Linie wegen der vermiedenen Tails-Entsorgungskosten interessant; Rosatom erhält dadurch eine Gelegenheit, freie Kapazitäten seiner Zentrifugen-Anreicherungsanlagen zu nutzen. Urenco geht davon aus, dass der Wiederanreicherungsvertrag mit Russland nach 2010 auslaufen soll. Details zum Geschäft mit der Wiederanreicherung finden sich bei Diehl (2004).

Wenn der Uranpreis weiter steigt, könnten die Anreicherungsunternehmen ohnehin daran denken, ihre „Tails-Assays“ zu reduzieren, das heißt, die verbleibende Konzentration von U-235 in den abgereicherten Uranrückständen, die bei der Anreicherung übrig bleiben. Damit könnten sie den Uranbedarf auf Kosten zusätzlicher Anreicherungsarbeit reduzieren. Dieselbe Menge angereicherten Urans könnte dann mit einem geringeren Verbrauch an natürlichem Uran produziert werden.

Uran aus Lagerbeständen an natürlichem und schwach angereichertem Uran: Über die weltweiten Lagerbestände an schwach angereichertem und natürlichem Uran ist nur wenig Information erhältlich. Dies ist einer der Gründe dafür, weshalb bezüglich der Zukunftsaussichten des Uranmarktes so viel Unsicherheit besteht. Die Bestände an natürlichem Uran belaufen sich auf 41.633 Tonnen, und jene an angereichertem Uran könnten 23.440 Tonnen natürliches Uran ersetzen (NEA 2004); diese Zahlen sind jedoch sehr vage, da die meisten Länder keine Angaben veröffentlichen.

Substitution von Uran

Die Lebensdauer der Uranvorräte kann durch den Einsatz anderer spaltbarer Materialien wie Plutonium oder das künstliche Uranisotop U-233, das man durch die Bestrahlung von Thorium erhält, verlängert werden.

Plutonium (MOX-Brennstoff): Für den Brennstoff von Leichtwasserreaktoren kann ein Teil des spaltbaren Uranisotops U-235 durch das Plutoniumisotop Pu-239 ersetzt werden. Dazu wird Plutonium mit natürlichem oder gering angereichertem Uran vermischt, was einen so genannten MOX-Brennstoff ergibt. Plutonium wird aus überschüssigem Waffenplutonium und als recyceltes Plutonium aus wiederaufbereitetem abgebranntem Brennstoff gewonnen. Das Center for International Security and Cooperation an der Universität Stanford schätzt die Gesamtmenge des überschüssigen Plutoniums aus Militärbeständen auf 92 Tonnen, die 11.040 Tonnen natürliches Uran ersetzen könnten, und die Menge des sonstigen Plutoniums auf 252 Tonnen, die 30.240 Tonnen natürlichem Uran entsprechen. Mehrere Aspekte des MOX-Brennstoffs sorgen jedoch für politischen Widerstand, vor allem die Gefahren und Umweltauswirkungen der Wiederaufbereitung abgebrannten Brennstoffs sowie die Notwendigkeit, Plutonium über weite Strecken zu transportieren.

Im September 2000 trafen die Vereinigten Staaten und Russland eine Vereinbarung über die Verwendung überschüssigen Plutoniums, der zufolge beide Länder innerhalb der nächsten 25 Jahre je 34 Tonnen überschüssiges waffenfähiges Plutonium durch die Produktion von MOX-Brennstoff vernichten werden. Dazu planen die Vereinigten Staaten den Bau einer MOX-Brennstoffanlage in South Carolina, die russische Anlage soll bei Seversk entstehen. Einige erste Test-Brennelemente mit US-amerikanischem Plutonium wurden in Cadarache und Marcoule in Frankreich hergestellt und im April 2005 zu Testzwecken an die Atomanlage Catawba in South Carolina geliefert.

Das bei der Neutronenaktivierung von U-238 erzeugte Plutonium im Brennstoff kommerzieller Reaktoren kann durch Aufbereitung der abgebrannten Brennelemente wiedergewonnen werden. Bislang findet eine derartige Wiederaufbereitung nur in Europa statt, und zwar in La Hague (Frankreich) und in Sellafield (Großbritannien). Nur ein Teil der abgebrannten Brennelemente wird wiederaufbereitet. Abgesehen von den damit verbundenen Umweltproblemen ist

die Wiederaufbereitung auch einigen Beschränkungen unterworfen: Nur die zum größten Teil aus natürlichem Uran hergestellten abgebrannten Brennelemente sind dafür geeignet; anderenfalls würden unerwünschte Isotope und Elemente das aufbereitete Plutonium kontaminieren. 2003 verbrauchten die Energie-Versorgungsunternehmen der EU, die bislang die Haupt-Konsumenten von MOX-Brennstoff sind, MOX-Brennstoff mit einem Gehalt von 12,12 Tonnen Pu; damit wurden 1450 Tonnen natürliches Uran und eine Anreicherungsarbeit von 0,97 Millionen SWU ersetzt.

Thorium-Brennstoffzyklus: Indien, ein Land mit wenig Uran, aber großen Thorium-Sandlagerstätten und womöglich auch andere Länder erwägen die Etablierung eines Brennstoffzyklus auf der Basis von Thorium. Thorium (Th-232) selbst ist nicht spaltbar und kann somit keine nukleare Kettenreaktion in Gang halten. Wenn es jedoch mit Neutronen bestrahlt wird, wandelt es sich – durch Neutronenaktivierung zu Th-233 und darauf folgenden Zerfall über Pa-233 – in das spaltbare Uranisotop U-233, das als Reaktor-brennstoff verwendet werden kann. Dieser Prozess erfordert allerdings eine starke Neutronenquelle, das heißt einen mit Uran oder Plutonium betriebenen Atomreaktor, zur Bestrahlung des Thoriums. Thorium kann also den Bedarf an Uran nicht eliminieren, sondern lediglich reduzieren. Das produzierte U-233 könnte entweder durch Wiederaufbereitung abgetrennt und dann zu Brennstoff verarbeitet werden, oder es könnte an Ort und Stelle verbrannt werden, wenn es entsteht. Allerdings ist der Thorium-Brennstoffzyklus mit erheblichen technischen Herausforderungen verbunden, da bestrahltes Thorium kaum in HNO₃ löslich ist (zur Wiederaufbereitung erforderlich). Zudem stellt U-233 wegen des Vorhandenseins von U-232 und seiner Gammastrahlung emittierenden Zerfallsprodukte eine große Gefahr dar.

Die auf Thorium basierenden Reaktor-Prototypen (AVR, Atomversuchsreaktor in Jülich, und THTR, Thorium-Hochtemperaturreaktor in Hamm-Uentrop) mussten nach wiederholt auftretenden technischen Problemen abgeschaltet werden. Ihr Brennstoff wurde aus Thorium und hoch angereichertem Uran hergestellt, das in eine Graphitmatrix eingebettet war. Aber selbst wenn die technischen Schwierigkeiten des Thorium-Brennstoffzyklus überwunden werden könnten, bestünde nach wie vor das Problem, dass auch die Thorium-Lagerstätten begrenzt sind, und ihre Ausbeutung die Umwelt ebenso schädigen würde.

Südafrika plant einen Brennstoffzyklus für den Pebble Bed Modular Reactor (PBMR). Obwohl dieser Reaktortyp eine Weiterentwicklung des THTR ist, scheint er ohne Verwendung von Thorium nur mit Uran betrieben zu werden.

Die Uran-Vorräte der Welt können wie folgt zusammengefasst werden: die bekannten primären Vorräte – mit Kosten bis 130 US-\$/kg Uran, um es zu gewinnen –, belaufen sich auf 4,6 Millionen Tonnen Uran; sekundäre Quellen aus diversen Beständen summieren sich zu einem Äquivalent von weiteren 0,21 Millionen Tonnen natürlichem Uran, was nur 5 Prozent entspricht. Für das Recycling von Uran aus abgebranntem Brennstoff und der Wiederanreicherung von Tails lässt sich nicht ohne weiteres ein Vorrat identifizieren; es können lediglich Produktionsziffern angegeben werden, die auf verfügbaren Verarbeitungskapazitäten beruhen. Zudem könnte Plutonium 0,04 Millionen Tonnen natürliches Uran ersetzen.

2.4 Uran – Angebot und Nachfrage

Im Jahr 2003 lag die weltweite Produktionskapazität für Uran aus Minen bei 47.260 Tonnen; tatsächlich erreichte die Produktion allerdings nur 35.772 Tonnen, das entspricht 76 Prozent der Kapazität. Andererseits betrug der Verbrauch an Uran zur Erzeugung von Atomenergie im selben Jahr 68.435 Tonnen. Die Produktion der Minen lieferte also nur 52 Prozent der Nachfrage, der große Rest kam aus sekundären Quellen. Wenn man davon ausgeht, dass diese in weniger als zehn Jahren erschöpft sind, dann wird sich die Uranproduktion aus Minen fast verdoppeln müssen, um den derzeitigen Bedarf decken zu können. Das bedeutet, dass viele neue Bergwerke gebaut werden müssen, denn eine derartige Produktionssteigerung kann nicht durch die derzeitigen Minenkapazitäten abgedeckt werden. Allerdings sind größere Produktionssteigerungen kurzfristig nicht möglich, denn Planung und Bau neuer Bergwerke erfordern Zeitspannen von mindestens zehn Jahren. Zudem stehen momentan nur wenige neue Lagerstätten zur Ausbeutung bereit, da die Explorations-Anstrengungen in den letzten beiden Jahrzehnten aufgrund niedriger Uranpreise auf ein Minimum abgesunken waren. Und da die bekannten hochwertigen Uranlager sehr begrenzt sind, würde sich jede größere Zunahme der Uranproduktion auf den Abbau minderwertiger Lagerstätten stützen müssen, was riesige Bergbaubetriebe erfordern und enorme Umweltschäden nach sich

ziehen würde. Dieser Engpass in der Produktionskapazität kann sogar noch gravierender werden, wenn bestimmte Vorstellungen im Hinblick auf eine Expansion der Atomenergie realisiert werden.

Tabelle 1

Jährliche Uranproduktion nach Ländern 2003 (WNA 2005)

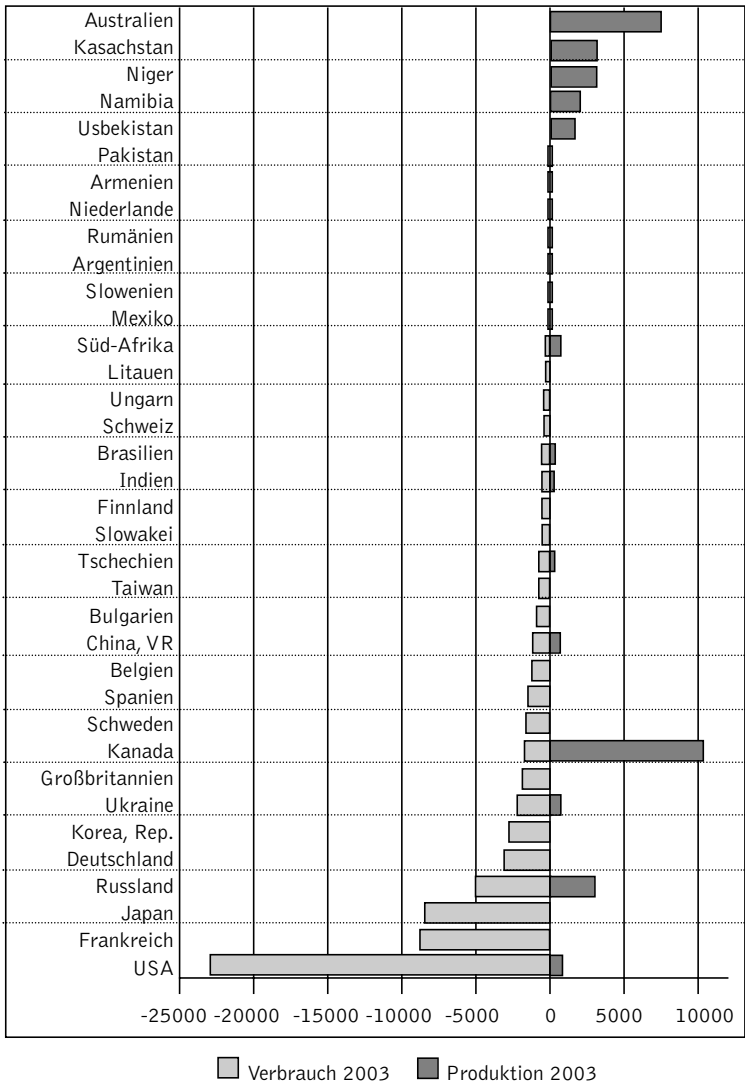
Rang	Land	t U	% der Welt	Anmerkungen
1	Kanada	10.457	29,2	
2	Australien	7.572	21,2	
3	Kasachstan	3.300	9,2	
4	Russland	3.150	8,8	c)
5	Niger	3.143	8,8	
6	Namibia	2.036	5,7	
7	Usbekistan	1.770	4,9	
8	USA	846	2,4	
9	Ukraine	800	2,2	c)
10	Südafrika	758	2,1	a)
11	VR China	750	2,1	c)
12	Tschechien	345	1,0	
13	Brasilien	310	0,9	
14	Indien	230	0,6	c)
15	Deutschland	150	0,4	b)
16	Rumänien	90	0,3	c)
17	Pakistan	45	0,1	c)
18	Argentinien	20	0,1	
	Welt gesamt	35.772	100	

- a) Uran als Nebenprodukt der Goldgewinnung
- b) Uran als Nebenprodukt von Sanierungsarbeiten
- c) Schätzung der World Nuclear Association (WNA)

Ein weiterer Aspekt ist die regionale Unausgewogenheit von Angebot und Nachfrage. Kein Verbraucherland, ausgenommen Kanada und Südafrika, kann seinen Uranbedarf vollständig aus heimischer Produktion decken. Und die meisten derzeitigen Großverbraucher außer den Vereinigten Staaten und Russland verfügen, wenn überhaupt, nur über geringe Uranvorräte. Nur sieben Länder produzieren mehr Uran, als sie für den heimischen Bedarf benötigen (sofern ein solcher besteht), siehe hierzu Abbildung 4 (NEA 2004).

Abbildung 4:

Uran – Bedarf und Produktion 2003 [t U]



Die Situation in Russland ist bezüglich der Versorgung mit Uran besonders ernst: Seit der Auflösung der Sowjetunion ist das Land von umfangreichen Uranvorräten, vor allem in Kasachstan, abgeschnitten. Bei der derzeitigen Produktion von 3150 Tonnen pro Jahr (2003) werden Russlands zu derzeitigen Uranpreisen abbaubare Reserven in nur fünfzehn Jahren erschöpft sein. Zudem übersteigt der jährliche reaktorbezogene Uranbedarf von 5100 Tonnen (2003) die heimische Produktion um 1950 Tonnen oder 62 Prozent. Außerdem plant Russland den Bau mehrerer neuer Reaktoren. Falls das Land also nicht über größere Lagerbestände an Uran verfügt, wird es in kurzer Zeit mit einer ernststen Versorgungskrise konfrontiert sein. Man plant nun sogar, große, unökonomische und minderwertige Lagerstätten in Jakutien auszubeuten, nur um überhaupt an Uran heranzukommen. Russlands dringendes Bedürfnis, sich mit Uran zu versorgen, mag auch die überraschende Tatsache erklären, dass das Land für die Herstellung der Zumischkomponente für die Streckung von HEU mehr Anreicherungsarbeit in die Wiederanreicherung von importiertem abgereichertem Uran aufwendet, als sich aus dem gestreckten schwach angereicherten Uran gewinnen lässt (siehe oben). Mit seinen überschüssigen AnreicherungsKapazitäten erschließt Russland auf diese Weise mit importierten Tails dringend benötigte Uran-Sekundärquellen, vergibt damit aber die Chance, die Anreicherungsarbeit zurückzugewinnen, die ursprünglich für das HEU geleistet wurde. Diese drohende Versorgungslücke Russlands ist vor allem für die Energieversorgungsunternehmen der Europäischen Union von besonderer Bedeutung, da russisches Material aus natürlichem Uran (3400 Tonnen), wiederangereicherten Tails (1000 Tonnen) und gestrecktem HEU (1300 Tonnen) im Jahre 2003 zusammen 35 Prozent der gesamten Lieferungen an die EU-Energieversorger ausmachten.

Indien und China beabsichtigen, umfangreiche Atomenergieprogramme aufzulegen und sind somit potenzielle Uran-Großverbraucher. Allerdings verfügen beide Länder nur über sehr begrenzte Lagerstätten.

Als Nichtunterzeichner des Atomwaffensperrvertrags hat Indien keinen Zugang zu ausländischen Uranressourcen, nachdem das Land 1974 einen Atomwaffentest durchgeführt hat. Seine eigenen Uranreserven sind jedoch gering und minderwertig. Da das Land aber keine andere Wahl hat, plant es derzeit, in mehreren Regionen minderwertiges Uranerz zu fördern – gegen den erbitterten Wider-

stand von ansässigen indigenen Völkern und Umweltschützern. In diesem Kontext müssen auch Indiens Bemühungen gesehen werden, einen Brennstoffzyklus auf der Basis von Thorium aufzubauen. Inzwischen zeichnet sich jedoch ab, dass das Land erwägt, eine politische Lösung für dieses Dilemma zu finden: Als ersten Schritt ratifizierte Indien am 31. März 2005 das Übereinkommen über nukleare Sicherheit und öffnete damit die Atomkraftwerke des Landes für Inspektionen von außen.

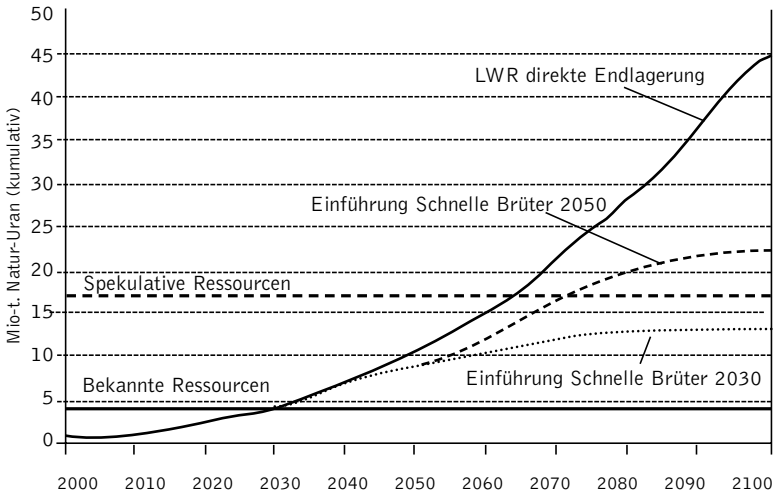
China möchte Uran aus Australien importieren, doch bislang wird dies durch die australischen Anforderungen zur Sicherstellung einer zivilen Nutzung verhindert. China ist zudem nicht bereit, Inspektionen der IAEA zu akzeptieren, die verifizieren sollen, dass das chinesische Atomenergieprogramm ausschließlich friedlichen Zwecken dient. Trotzdem begannen China und Australien im Februar 2005 Gespräche mit dem Ziel, solche Exporte zu ermöglichen.

Aber selbst wenn die Probleme wie der Produktionsengpass und regionale Unausgewogenheiten überwunden werden könnten, darf ein weiterer Aspekt nicht vernachlässigt werden: die Lebensdauer der bekannten Uranvorräte. Die bekannten primären und sekundären Vorräte könnten den derzeitigen Bedarf noch siebzig Jahre lang decken. Neue Reaktoren, die momentan in Auftrag gegeben werden, werden den Bedarf jedoch erhöhen. Abb. 5 zeigt den weltweiten Einsatz der Uranreserven, ausgehend von der Annahme, dass die Atomenergie ihren derzeitigen Marktanteil bei steigender Gesamtproduktion der Elektrizität beibehalten würde (Nuclear Energy Research Committee, NERAC 2002). Bei diesem Szenario und dem Einsatz von Uran in einem Einmalzyklus (ohne Wiederaufbereitung) in Leichtwasserreaktoren wären die bekannten Uranvorräte etwa 2030 und die spekulativen Vorräte etwa 2060 erschöpft. Die Atomenergie könnte also nur fortbestehen, wenn immer mehr minderwertige Uranlagerstätten ausgebeutet würden – mit hohen Kosten und immensen Umweltbelastungen.

Die Begrenztheit der bekannten Uranvorräte könnte nur durch den massiven Einsatz von Schnellen Brütern überwunden werden. Diese Technologie versprach einmal eine bis zu 60fach erhöhte Lebensspanne der Uranvorräte. Technische Probleme haben jedoch zur Schließung sämtlicher Reaktor-Prototypen geführt, mit Ausnahme eines einzigen in Russland. Russland und China halten diese Technologie jedoch nach wie vor für eine gangbare Option zur Deckung ihres Energiebedarfs.

Abbildung 5

Weltweite Verwertung der Uranressourcen



2.5 Schlussfolgerungen

Erstens: Der Uranabbau expandiert, alte Hinterlassenschaften bleiben jedoch unbewältigt. Das derzeitige Wiederaufleben des Uranabbaus führt zu neuen Gefahren und Belastungen für die Umwelt, während die Hinterlassenschaften der Ära des Kalten Krieges in vielen Ländern noch nicht aufgearbeitet wurden.

Zweitens: Die bekannten Vorräte reichen nicht aus, um den steigenden Bedarf zu decken. Denn die bekannten Vorräte in Erzlagern können den voraussichtlichen Bedarf ohne Wiederaufbereitung nur bis etwa 2030 decken, die spekulativen Ressourcen wären etwa 2060 erschöpft. Deshalb wird in zunehmendem Maße minderwertiges Erz gewonnen werden müssen, was zu massiven Umweltschädigungen führen würde. Sekundäre Quellen decken derzeit zwar fast die Hälfte des Bedarfs, machen aber nur etwa fünf Prozent der gesamten Vorräte aus.

Drittens: Fehlende Abbaukapazitäten: Da die sekundären Quellen in absehbarer Zeit erschöpft sind, muss die Fördermenge der Minen etwa innerhalb der nächsten zehn Jahre verdoppelt werden, nur um die derzeitige Bedarfsmenge abdecken zu können. Doch die beste-

henden Abbaukapazitäten können dies nicht leisten, und gegenwärtig stehen sehr wenige neue Lagerstätten zur Ausbeutung bereit. Gleichzeitig sind die Anlaufzeiten für neue Bergwerke lang. Jede Zunahme des Bedarfs würde eine weitere erhebliche Zunahme der Abbaukapazitäten erfordern.

Viertens: Regionale Unausgewogenheiten bei Versorgung und Bedarf: Die meisten derzeitigen und potenziellen Großverbraucherstaaten verfügen nur über sehr geringe Uranreserven und sind deshalb von Importen abhängig, während nur sieben Länder genügend Uran produzieren, um exportieren zu können. Besonders prekär ist die Lage in Russland, das sich innerhalb der nächsten zehn Jahre mit einer massiven Versorgungskrise konfrontiert sieht. Diese Krise wird sich auch auf die Uranversorgung der EU auswirken, die derzeit stark von Lieferungen aus Russland abhängig ist. Die Versorgungsprobleme werden noch drastisch zunehmen, falls Indien und China, die nur über geringe Uranressourcen verfügen, sich tatsächlich dafür entscheiden, Atomenergie in großem Maßstab zu entwickeln. Ferner entstehen bei potenziellen Uranexporten nach Russland, Indien und China Probleme bei der Sicherstellung einer zivilen Nutzung des Urans.

3 Behandlung von Nuklearabfällen

3.1 Transport

Ohne Transporte radioaktiven Materials gibt es keine Atomindustrie, weil Transporte das Verbindungsstück zwischen den einzelnen Stationen des nuklearen „Brennstoffkreislaufs“ sind. Beispiele für transportierte Materialien sind Uran, Uranhexafluorid, neue und bestrahlte Brennelemente sowie diverse Arten von radioaktivem Abfall. Auf der ganzen Welt werden jährlich einige 100.000 Transporte durchgeführt, um das Funktionieren der Atomenergie zu gewährleisten. Dazu gehören beispielsweise der Transport von Uranhexafluorid von Deutschland nach Russland (einige tausend Kilometer auf dem Landweg) oder von plutoniumhaltigem Material aus der Wiederaufbereitungsanlage in Frankreich nach Japan (mehr als 15.000 Seemeilen). Es gibt einige Orte auf der Landkarte der Atomindustrie, an denen eine Häufung von Transporten stattfindet, zum Beispiel Wiederaufbereitungsanlagen, Endlager und Häfen. Im Interesse von Bevölkerung und Transportarbeitern ist sicherzustellen, dass diese Konzentration der Transporte an einem Ort bei den



Das Abflussrohr der Cogema-Wiederaufbereitungsanlage für abgebrannte Brennelemente, La Hague, Frankreich. Flüssiger Atomabfall wird ins Meer geleitet. Als Folge übersteigt die Radioaktivität im Wasser den Grenzwert um das 3000fache.
© Pierre Gleizes/Greenpeace

Sicherheitsbetrachtungen und -maßnahmen im Hinblick auf mögliche Strahlenbelastungen beim bestimmungsgemäßen Transport sowie durch Unfälle berücksichtigt wird. In den meisten Ländern ist dies nicht der Fall. Eine große Zahl von Transporten findet auch aus rein wirtschaftlichen Gründen statt. Beispielsweise beziehen deutsche Atomkraftwerke Brennelemente aus Schweden, während schwedische Anlagen mit Brennelementen aus Deutschland versorgt werden.

Für den Transport radioaktiver Materialien hat die Internationale Atomenergieorganisation Empfehlungen ausgesprochen (IAEA 1996), die jeweils in die nationalen Bestimmungen der Mitgliedsstaaten übernommen werden. Das Ziel der Empfehlungen ist die Beschränkung der Gefahren auf ein „akzeptables“ Maß. Diese Sicherheitsphilosophie basiert auf einer widerstandsfähigen Verpackung des radioaktiven Materials. Die Anforderungen an die Robustheit der Verpackung hängen von ihrem radioaktiven Inhalt ab. Bei Transporten mit hochradioaktivem Material sollen die Behälter schwere Unfälle überstehen. Unter anderem ist „Robustheit“ deshalb so definiert, dass ein Sturz aus einer Höhe von neun Metern auf ein ebenes, unnachgiebiges Ziel, ein Sturz aus einer Höhe von einem Meter auf einen Stahldorn, ein 800 Grad Celsius heißes Feuer über 30 Minuten und die Versenkung in 15 Meter tiefes Wasser für acht Stunden überstanden werden müssen. Diese Festlegungen wurden vielfach kritisiert, da eine Verpackung nach diesen Standards zwar eine gewisse Sicherheit für viele mögliche Unglücksfälle bieten kann, aber nicht alle Belastungen durch schwere – jedoch nicht ausschließbare – Unfälle abgedeckt sind. Zum Beispiel können ein Aufprall einer solchen Verpackung auf einen steinigen Untergrund mit 80 km/h oder ein Tunnelbrand von mehr als 30 Minuten Dauer eine höhere Belastbarkeit erfordern. In diesen Fällen würde die Freisetzung von Radionukliden erfolgen, und eine starke Strahlenbelastung für Menschen wäre möglich.

In den vergangenen Jahren gab es nur wenige Unfälle bei Transporten im Rahmen der Atomenergienutzung. Es wurde nichts über größere Freisetzungen von Radionukliden bekannt. Es muss jedoch festgestellt werden, dass die notwendige Zahl von Transporten ansteigen wird, wenn in einigen Ländern Endlager oder sonstige Einrichtungen des nuklearen „Brennstoffkreislaufs“ in Betrieb genommen werden. Einen sehr starken Anstieg würde die zusätzliche Inbetriebnahme neuer Atomkraftwerke bedeuten. Es ist ein glück-

licher Umstand, dass bisher kein schwerwiegender Unfall passiert ist. Möglich ist dies jedoch bei jedem neuen Transport.

Absolute Sicherheit für den Transport radioaktiven Materials kann und wird es nicht geben. Das gilt für einen Transport ohne Zwischenfälle ebenso wie für Unfälle. Gegen terroristische Angriffe gibt es keinen wirklich effektiven Schutz von Transporten. Schwere Unfälle oder terroristische Angriffe während des Transports hochradioaktiver Abfälle, bestrahlter Brennelemente oder von Plutoniumdioxid kann sofort zu tödlichen Dosen in der unmittelbaren Umgebung und zu langfristig tödlichen Dosen in etlichen Kilometern Entfernung vom Transportfahrzeug führen. Die Umsiedlung oder Evakuierung von Menschen in mehreren Kilometern Entfernung können erforderlich werden (LARGE & ASSOCIATES 2004; Hirsch/Neumann 2001).

3.2 Wiederaufbereitung nuklearer Brennelemente

In den sechziger und frühen siebziger Jahren des letzten Jahrhunderts gab es den Traum vom nie endenden Betrieb von Atomkraftwerken, um den gesamten Energiebedarf billig zu decken. Wie ein Perpetuum mobile sollte der „Brennstoffkreislauf“ geschaffen sein. Nach dem Einsatz von frischem Uran in Atomreaktoren plante man als Hauptschritt im „Brennstoffkreislauf“ die Wiederaufbereitung der bestrahlten Brennelemente mit der Abtrennung von Uran und Plutonium. Der so abgetrennte Kernbrennstoff sollte zur Vermehrung des Plutoniums in Schnellen Brütern eingesetzt werden, diese Brennelemente erneut wiederaufgearbeitet und das abgetrennte Material wieder in Brutreaktoren sowie zu einem kleinen Teil in Spaltreaktoren verwendet werden. Das in den Reaktoren jeweils angefallene Material sollte kontinuierlich wieder aufgearbeitet und nachgeladen werden.

Dieser Traum ist jedoch geplatzt. Aufgrund von Sicherheitsproblemen, schlechter Ergebnisse in Versuchsreaktoren und hoher Kosten wurde die Entwicklung von Brüterprogrammen in den meisten Ländern ad acta gelegt. Dies geschah zuerst in den USA 1977, einige Jahre danach in Deutschland und noch später in Großbritannien und Frankreich. Heute haben nur noch Japan, Russland und Indien Ambitionen auf dem Gebiet der Brüter. Die Entwicklung in diesen Ländern kommt jedoch nur im Schnecken tempo voran und bleibt weit hinter dem Terminplan zurück. Mit der Aufgabe der Brütertechnik ist der Hauptgrund für die Wiederaufbereitung nicht

mehr vorhanden. Ohne Brüter ist das „kontinuierliche“ Recycling von Brennelementen nicht möglich. Dennoch waren Teile der Atomindustrie und einige Regierungen der Meinung, man solle mit der Wiederaufbereitung fortfahren. Das abgespaltene Uran und Plutonium wird nunmehr in Leichtwasserreaktoren als Mischoxid (MOX) verwendet. Nicht in jedem dieser Länder sind Wiederaufbereitungsanlagen in Betrieb. In Deutschland wurde der Plan für eine kommerzielle Anlage aufgrund von Sicherheitsdiskussionen und aus wirtschaftlichen Gründen aufgegeben. Deutsche bestrahlte Brennelemente werden in Frankreich und in Großbritannien wiederaufbereitet.¹ Ähnlich handhaben dies Belgien, die Schweiz und in geringerem Umfang einige andere Länder. Folgende Wiederaufbereitungsanlagen für den zivilen Sektor sind gegenwärtig in Betrieb:

Tabelle 2

Zivile Wiederaufbereitungsanlagen in der Welt

Land	Standort	Kapazität (MgSM)
Frankreich	La Hague (UP2-800)	1000
Frankreich	La Hague (UP3)	1000
Großbritannien	Sellafield (B205)	1500
Großbritannien	Sellafield (THORP)	1200
Russland	Chelyabinsk (RT1)	600
Japan	Tokai Mura (Tokai)	100
Indien	Tarapur (PREFRE)	400
Indien	Kalpakkam (KARP)	100

Quelle: WISE-Paris

Alle Kapazitätsangaben in dieser Tabelle sind rein nominell, in der Regel erreichen die Anlagen dieses Ergebnis nicht. Besonders über THORP in Sellafield ist bekannt, dass die geplante jährliche Kapazität bis heute nie erreicht wurde. Zusätzlich findet in Frankreich, Großbritannien, Russland und Indien eine militärische Wiederaufbereitung statt, und in den USA und Nordkorea erfolgt ausschließlich militärische Wiederaufbereitung.

Wiederaufbereitung ist ein technisch komplizierter und chemisch komplexer Vorgang. Die bestrahlten Brennelemente werden zerlegt,

in Stücke zerschnitten und in Salpetersäure aufgelöst. Danach werden Uran und Plutonium abgetrennt und alle Materialien weiter behandelt. Bei der Wiederaufbereitung entstehen hauptsächlich vier Stoffströme: Plutonium; Uran; schwach-, mittel und hochaktiver Abfall; radioaktive Abgaben mit Wasser und Luft.

Bei der Wiederaufbereitung gewinnt man aus acht bestrahlten Uran-Brennelementen ein MOX-Brennelement und produziert darüber hinaus eine Menge radioaktiven Abfall.

Plutonium/MOX

Das Schlüsselement ziviler Wiederaufbereitung ist das Plutonium. Die bestrahlten Brennelemente von Leichtwasserreaktoren enthalten etwa 1 Prozent Plutonium. Theoretisch könnten jährlich etwa 5 bis 6 Mg (Megagramm; frühere Maßeinheit: Tonnen) im zivilen Sektor abgetrennt werden, wenn die in Tabelle 2 genannten Wiederaufbereitungskapazitäten ausgeschöpft würden.

Das Plutonium soll komplett zu MOX-Brennelementen verarbeitet werden. In der Realität ist die Umsetzung dieses Plans sehr schwierig. Es gibt weltweit nur wenig Kapazität zur Herstellung von MOX-Brennelementen. Nur in Frankreich und Belgien geschieht das auf industriellem Niveau. Die MOX-Fabrikationsanlage in Sellafield ist seit 2001 in Betrieb, erreicht aber bei weitem nicht ihre nominelle Kapazität. Die Technik der Anlage funktioniert schlecht, und es hat einige skandalöse Fehlleistungen seitens des Personals gegeben. Russland hat keine Anlage zur Herstellung von MOX, und in Japan und Indien arbeiten nur kleine Versuchsanlagen. So bleibt es eine offene Frage, ob das komplette Recycling von Plutonium überhaupt möglich ist. Über die Konditionierung des dann „übrigen“ Plutoniums für die Endlagerung gibt es keine festen Pläne. Es wäre beispielsweise möglich, Plutonium für die Endlagerung in Glas oder Keramik einzuschließen. MOX-Brennelemente müssen unter Sicherheits- und Strahlenschutzaspekten noch kritischer bewertet werden als Uranelemente:

- Plutonium hat eine sehr hohe Radiotoxizität. Das Einatmen von sehr viel weniger als 0,1 mg Plutonium kann tödlich sein.
- Das Kritikalitätsrisiko während der Behandlung und Verarbeitung von Plutonium ist wesentlich größer als bei Uran.
- Es gibt viele Möglichkeiten der Freisetzung von Plutonium im Normalbetrieb während der Wiederaufbereitung und der Hand-

habung des Plutoniumoxids sowie bei möglichen Störfällen/Unfällen während der Wiederaufbereitung, Lagerung und der Verarbeitung von Plutonium, während der Herstellung des Mischoxids und während der Fertigung und dem Transport der MOX-Brennelemente.

- Leichtwasserreaktoren sind ursprünglich nicht für den Betrieb mit Plutonium als frischen Brennstoff entwickelt worden. Der Einsatz von MOX-Brennelementen ist nur mit eingeschränkten Sicherheitsbedingungen für den Reaktorbetrieb möglich (kompliziertere Steuerung und schwierigeres Abschalten des Reaktors im Notfall).
- Bei Einsatz von MOX-Brennelementen enthält der Reaktorkern mehr langlebige Radionuklide. Deshalb sind die radiologischen Folgen nach Störfällen größer.
- Eine größere Wärmeerzeugung und ein größerer Anteil an Neutronenstrahlung führen zu größeren Problemen beim Transport, bei der Lagerung und Konditionierung der bestrahlten Brennelemente.
- Beim derzeitigen Stand der Technik können MOX-Brennelemente nicht im industriellen Umfang wiederaufbereitet werden. Für die Endlagerung werden wegen der höheren Wärmeentwicklung, der stärkeren Neutronenstrahlung und eines höheren Kritikalitätsrisikos mit MOX-Brennelementen jedoch größere Schwierigkeiten verursacht. Im Vergleich mit der direkten Endlagerung bestrahlter Uran-Brennelemente ist der MOX-Einsatz deutlich komplizierter, gefährlicher und teurer, und es wird ein insgesamt größeres Endlagervolumen benötigt.

Uran

Etwa 99 Prozent der Schwermetallmasse bestrahlter Brennelemente sind Uran. In den meisten Ländern wird nur wenig oder gar nichts vom wiederaufbereiteten Uran in zivilen Reaktoren recycelt. Das Uran aus der Wiederaufbereitung enthält einen geringeren Anteil spaltbarer Urannuklide und mehr Urannuklide mit unangenehmer Strahlungseigenschaft als natürliches Uran. Ein Großteil des abgetrennten Urans wird gelagert. In letzter Zeit haben einige Länder Uran nach Russland geschickt, damit es mit hochangereichertem Uran aus abgerüsteten Atombomben vermischt wird. Anwendungsgebiete für einen kleineren Teil des wiederaufbereiteten Urans sind Strahlenabschirmungen, Trimmgewichte für Flugzeuge oder hoch-

wirksame (durchschlagsstärkere) Munition. Insgesamt gibt es keinen wirklichen Bedarf für wiederaufbereitetes Uran, weil kein effektiver Einsatz im Reaktor möglich ist, und bei den anderen Anwendungen entweder Materialien ohne Radioaktivität genutzt oder die Verwendungen selbst verboten werden sollten (Waffenmunition). Für die Konditionierung zur Endlagerung dieser Brennelemente gibt es keine konkreten Pläne.

Abfälle

Langlebige Radionuklide, die ursprünglich in bestrahlten Brennelementen konzentriert waren (z. B. Aktinide), werden durch die Wiederaufbereitung in verschiedene Abfallarten mit einer großen Bandbreite radioaktiven Gehalts aufgeteilt. Einige dieser Abfälle sind hochradioaktiv und wärmeerzeugend. Früher wurde das Volumen für die Endlagerung radioaktiven Materials durch Wiederaufbereitung um den Faktor 10 und mehr erhöht. Dies gilt auch heute noch für alle Anlagen mit Ausnahme von La Hague, wo seit kurzem für bestimmte Abfälle eine neue Konditionierungsmethode eingesetzt wird. Alle Abfälle müssen behandelt und zwischengelagert werden. Das schafft zusätzliche Strahlenbelastung bei störungsfreiem Betrieb und zusätzliche Unfallrisiken. Besonders der hochradioaktive Abfall wird in sehr gefährlicher flüssiger Form für lange Zeiträume gelagert. In Sellafield ist seit Beginn der Wiederaufbereitung 1994 bis heute nur ein sehr kleiner Teil dieses von THORP erzeugten Abfalls verglast worden. Die Versuchswiederaufbereitungsanlage in Deutschland (WAK) wurde 1990 geschlossen; etwa 80 m³ hochaktiven flüssigen Abfalls wird bis heute in einem Becken gelagert. Die geplante Einschließung in Glas wird das Unfallrisiko während der Lagerung und des Transports drastisch senken. Aber Strahlung und Wärmeerzeugung sind weiterhin ein Problem.

Abgabe von Radionukliden

Es ist unvermeidlich, dass während der Zerlegung und Auflösung der Brennelemente, der nachfolgenden Abtrennung von Uran und Plutonium sowie während der Behandlung und Lagerung der Abfälle Radionuklide freigesetzt werden. Trotz Filterung und anderer Maßnahmen wird ein Teil dieser Radionuklide als gasförmige oder flüssige Abgaben in die Umwelt der Wiederaufbereitungsanlagen abgegeben. Die Mengen verschiedener Radionuklide, die jährlich durch die Wiederaufbereitungsanlagen Sellafield und La Hague frei

werden, sind zehn bis tausend Mal höher als die Abgaben eines einzigen Leichtwasserreaktors (WISE 2003). Die Menschen dort sind der Bestrahlung durch kontaminierten Boden sowie Fauna und Flora ausgesetzt. Nach deutschen Vorschriften wären beide Anlagen nicht genehmigungsfähig, weil sie die zulässigen Grenzwerte überschreiten (Öko-Institut 2000). Diverse Wissenschaftler stellten in Untersuchungen höhere Prozentsätze von Leukämie bei Kindern fest (Faktor 3 in La Hague und Faktor 10 in Sellafield), verglichen mit dem Durchschnitt des jeweiligen Landes. Ein definitiver Beweis für den Zusammenhang zwischen Wiederaufbereitung und Leukämierate ist bis heute nicht erbracht worden, der Gegenbeweis jedoch auch nicht. In der Umgebung wurden auch hohe radioaktive Belastung bei verschiedenen Vögeln und Meerestieren gemessen. Die Messwerte überschreiten die Grenzwerte der Europäischen Union für die Einfuhr von Nahrungsmitteln.

Die Abgaben aus Wiederaufbereitungsanlagen haben nicht nur eine lokale Auswirkung auf die Umwelt. Die flüssigen Bestandteile werden durch die Meeresströmung weit verbreitet. An der irischen Küste werden beispielsweise Radionuklide aus Sellafield gemessen. Traditionelle Fischereinationen wie Norwegen fürchten um ihre Fischgründe in der Arktis.

Keine Vorteile der Wiederaufbereitung

Die insgesamt schlechte Bilanz für die Wiederaufbereitung muß noch um folgende Angaben ergänzt werden:

- Die Ziele der Wiederaufbereitung in Verbindung mit Leichtwasserreaktoren sind nicht erreicht worden. Die Wiederaufbereitung bestrahlter MOX-Brennelemente in industriellem Umfang ist bis heute nicht Stand der Technik. Deshalb ist keine ökonomisch ins Gewicht fallende Einsparung an natürlichem Uran möglich, und deshalb kann auch der Anteil von Plutonium in den Abfällen für die Endlagerung nicht gesenkt werden. In einem Bericht für die französische Regierung aus dem Jahr 2000 wird der Schluss gezogen, dass die Wiederaufbereitung und MOX-Einsatz im besten Falle etwa 10 Prozent des natürlichen Uranbedarfs einsparen und das Plutonium in Abfällen für die Endlagerung um 15 Prozent reduzieren könnte (WISE 2003).
- Schwere Unfälle in Wiederaufbereitungsanlagen sind keine rein theoretische Angelegenheit. Ein aktuelles Beispiel ist das Versa-

gen einer Rohrleitung in Sellafield, was das Auslaufen von 83 m^3 bestrahlten Brennstoffs zur Folge hatte. Nach offiziellen Verlautbarungen hat es keine Schädigung der Umwelt gegeben, weil die Flüssigkeit in einem versiegelten und abgeschlossenen Bereich austrat. Der Fehler wurde monatelang nicht entdeckt, möglicherweise haben nur glückliche Umstände schwere Schädigungen verhindert.

- In Verbindung mit der Wiederaufbereitung bestrahlter Brennelemente in La Hague erfolgen jährlich etwa 450 Transporte von Plutonium oder von plutoniumhaltigem Material. Das ergibt mehr als 250.000 Transportkilometer durch Frankreich. Darin sind noch keine Transporte von Uran und Abfällen enthalten. Es liegt auf der Hand, dass ein „Brennstoffkreislauf“ ohne Wiederaufbereitung generell wesentlich weniger Transportkilometer verursacht.
- Die Wiederaufbereitung hat die Zahl der Ziele für Terroristen erheblich vergrößert. Neben den Transporten sind bestimmte Teile der Anlagen Ziele mit hohem Gefahrenpotenzial. Ein Flugzeugabsturz über einem Lagerbecken für bestrahlte Brennelemente oder für flüssigen hochradioaktiven Abfall wie auch über den Lagergebäuden für separiertes Plutonium hätte sofort katastrophale Konsequenzen, die die Folgen des Unfalls von Tschernobyl in den Schatten stellen würden.
- Wiederaufbereitung ist keine ökonomische Verfahrensweise: Ein Überblick über verschiedene Studien zur Situation in Deutschland und von der OECD/NEA, die einen „Brennstoffkreislauf“ mit Wiederaufbereitung und einen anderen mit „direkter“ Endlagerung verglichen haben, kam auf zusätzliche Kosten für die Wiederaufbereitung zwischen 14 Prozent und 50 Prozent (Gruppe Ökologie 1998). Neue Schätzungen für die Vereinigten Staaten zeigten einen Anstieg der Kosten für einen „Brennstoffkreislauf“ mit Wiederaufbereitung um 80 Prozent (Bunn u.a. 2003). Es sollte nicht unerwähnt bleiben, dass die Grundeinstellung zur Wiederaufbereitung in allen Studien positiv war. In Wahrheit könnten die wirtschaftlichen Nachteile eher noch größer sein.

Alles in allem bietet die Wiederaufbereitung bestrahlter Brennelemente im Hinblick auf Sicherheit, Proliferation, Rohstoffersparnis und wirtschaftliche Gesichtspunkte keinerlei Vorteile.

3.3 Zwischenlagerung

Unabhängig davon, ob mit oder ohne Wiederaufbereitung gearbeitet wird, ist die Zwischenlagerung bestrahlter Brennelemente und radioaktiver Abfälle in jedem Fall erforderlich. Für bestrahlte Brennelemente und hochradioaktiven Abfall ist eine längere Zwischenlagerzeit erforderlich, weil die weitere Behandlung und insbesondere die Endlagerung eine Vorlaufzeit zur Reduktion der Wärmeentwicklung durch den Zerfall kurzlebiger Radionuklide brauchen. Schwach- und mittelaktive Abfälle müssen zumindest aus logistischen Gründen zwischen den einzelnen Schritten im „Brennstoffkreislauf“ zwischengelagert werden. Drei Verfahren sind für die Zwischenlagerung bestrahlter Brennelemente gebräuchlich (IAEA 1995):

- nasse Lagerung in wassergefüllten Becken;
- trockene Lagerung in aufrecht stehenden dickwandigen Behältern;
- trockene Lagerung in Behältern, die in vertikaler oder horizontaler Lagerung in Betongewölben gelagert werden.

Nur in wenigen Fällen wird die nasse Zwischenlagerung (in Schweden) oder die trockene Zwischenlagerung (in einer von 14 Lagerstätten in Deutschland) unterirdisch vorgenommen. Trockene Zwischenlagerungskonzepte bringen eine geringere Unfallgefahr mit sich, weil es keine aktiven Kühlungssysteme gibt, und die Korrosionsrate der Brennelementhülsen vermutlich geringer ist. Aus diesen Gründen, und weil es billiger ist, wird in den letzten Jahren vor allem die trockene Zwischenlagerung in Behältern bevorzugt. Andererseits sind bei der trockenen Zwischenlagerung die mechanischen Belastungen für die Brennelementhülsen größer, und es muss sichergestellt sein, dass die Behälter für einige Jahrzehnte dicht sind. Das langfristige Verhalten ist schwer vorhersagbar. Es hängt vom Typus der Brennelemente, der Art der Behälter und den Umständen während der Beladung ab. Die Zeitspanne, in der man für jeden spezifischen Fall Erfahrungen sammeln konnte, ist relativ kurz. Die bis heute geschaffenen Zwischenlager haben oft keinen ausreichenden Schutz gegen die Abgabe von Radionukliden während des normalen Betriebs (bei nasser Lagerung), oder es gibt keine hinreichende Überwachung für den Fall der Freisetzung von Radionukliden (bei trockener Lagerung). Zudem gibt es in der Regel kein

Mehrbarrierensystem für den Fall schwerer Belastungen wie etwa einen Flugzeugabsturz. In den meisten Fällen gibt es nur eine einzige Barriere (Behälter bei trockener Lagerung), in manchen Fällen gibt es gegen solche Einwirkungen von außen überhaupt keinen wirksamen Schutz (nasse Lagerung in Becken, im französischen La Hague). Ein Sicherheitsvergleich führt zu dem Ergebnis, dass die trockene Zwischenlagerung in Behältern zwar sicherer ist als die nasse Lagerung, das Risiko der Freisetzung von Radionukliden jedoch fortbesteht. Es ist möglich, die bestehenden Sicherheitsmaßnahmen zu verstärken und auszubauen, dies wird aber aus betriebswirtschaftlichen Gründen nicht umgesetzt.

Alle Zwischenlagerkonzepte können dezentral vor Ort bei den Atomkraftwerken umgesetzt werden oder aber abseits der Reaktoren in zentralen Zwischenlagern. Um die Transporte und die Behandlung der Brennelemente zu reduzieren, sollte man sich für eine Lagerung vor Ort entscheiden. In Deutschland zum Beispiel ist das in den letzten Jahren so gehandhabt worden (BFS 2005).

Etwa 95 Prozent aller radioaktiven Abfälle besitzen niedrige oder mittlere Radioaktivität. Diese Abfälle werden oberirdisch in Containern zwischengelagert, meist in einer Art Fabrikhalle. Im Fall längerer Lagerungszeiten ist die Behandlung bzw. Konditionierung des Abfalls aus Sicherheitsgründen (d. h. für gasförmige und flüssige Abfälle) erforderlich. Das soll die mögliche Abgabe von Radionukliden während der Lagerung sowie bei Zwischenfällen und Unfällen einschränken. Auch das Volumen des Abfalls wird durch moderne Behandlungsmethoden reduziert; was sich in einer erhöhten Lagerkapazität auswirkt. Dennoch sind die langfristige Stabilität und die Gaserzeugung durch Reaktionen zwischen Abfällen, Fixierungsmitteln und Behältern für einen Teil der Abfälle ein Problem, wenn etwa wasserhaltiger Beton als Mittel der Fixierung benutzt wird.

Eine recht hohe Freisetzung von Radionukliden wäre bei schweren Unfällen trotz der relativ geringeren Radioaktivität der schwach- und mittelaktiven Abfälle möglich. Das trifft besonders für einen durch einen Unfall verursachten oder absichtlich herbeigeführten Flugzeugabsturz zu. Wegen der geringeren Radioaktivität sind die durchgeführten Sicherheitsmaßnahmen im Vergleich zur Zwischenlagerung hochradioaktiver Brennelemente weniger umfangreich.

Die Lagerung von schwach- und mittelradioaktiven Abfällen kann ebenfalls entweder vor Ort am Reaktor oder in zentralen Anlagen

erfolgen. Die erste Variante ist wegen des geringeren Umfangs der Behandlung und der Transporte zu bevorzugen.

Die Gefahr terroristischer Attacken muss bei der Zwischenlagerung bestrahlter Brennelemente ebenso berücksichtigt werden wie für die Atomkraftwerke selbst. Reaktoren mögen das größere Ziel sein, aber das gefährliche Potenzial großer Lagerbecken (in Europa zum Beispiel in Wiederaufbereitungsanlagen) ist vergleichbar. Außerdem gibt es zu Zwischenlagern oft einen leichteren Zugang und möglicherweise weniger Sicherheitsmaßnahmen. Aus diesem Grund könnten Zwischenlager durchaus ein Ziel für Terroristen sein.

3.4 Endlagerung

Was muss entsorgt werden?

Die Energieerzeugung in Atomkraftwerken wie auch bestimmte Anwendungen in einigen Forschungsgebieten, in Medizin und Industrie sind mit der Erzeugung von radioaktivem Abfall verbunden. Die ionisierende Strahlung aus diesen Abfällen kann genetische Veränderungen und Krebserkrankungen hervorrufen und stellt so eine Gefahr für Mensch und Umwelt dar. Deshalb muss radioaktiver Abfall von der lebendigen Natur isoliert, d.h. langfristig sicher endgelagert werden. Die Art der Handhabung des Abfalls und deren konkrete Erfordernisse werden durch das Risikopotenzial der verschiedenen Abfallarten bestimmt. Dieses Potenzial wird hauptsächlich durch die Art und Intensität der ionisierenden Strahlung im Abfall hervorgerufen sowie durch die Länge der Zeitspanne, in der der radioaktive Abfall eine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellt. Ein zusätzlicher Faktor für die Endlagerung ist die Wärmeentwicklung, die durch den Zerfall bestimmter Radionuklide hervorgerufen wird.

Im einzelnen hängen das Spektrum radioaktiver Abfälle in verschiedenen Ländern und ihre Unterscheidung in Bezug auf ihre Behandlung nicht zuletzt von der Frage ab, ob das Atomprogramm die Wiederaufbereitung bestrahlter Brennelemente beinhaltet (siehe 3.2), wie etwa in Frankreich, oder ob sie direkt entsorgt werden. Länder ohne Wiederaufbereitung behandeln bestrahlte Brennelemente faktisch wie juristisch als Abfall.

Die Zeitspanne, in der der Abfall eine Bedrohung für Mensch und Umwelt darstellt, hängt von der Halbwertszeit der Radionuklide im Abfall ab. Radionuklide mit einer Halbwertszeit von ≤ 30 Jahren

werden normalerweise als kurzlebig angesehen. Radionuklide mit längeren Halbwertszeiten finden sich besonders in mittel- und hochradioaktivem Abfall und in abgebrannten Brennelementen. Der Hauptanteil dieser Abfälle kommt aus den Atomkraftwerken. Eines der Radionuklide mit besonders hoher Halbwertszeit ist Uran 235 (Halbwertszeit 704 Millionen Jahre). Durch die Prozesse im Reaktor entsteht ein breites Spektrum von Radioisotopen mit sehr unterschiedlichen Halbwertszeiten, z. B. Plutonium 239 (Halbwertszeit 24.110 Jahre), Caesium (Halbwertszeit 30,2 Jahre), Kobalt 60 (Halbwertszeit 5,3 Tage), die alle in verschiedenen Kategorien nuklearen Abfalls zu finden sind.

Die Wärmezeugung durch den Zerfall von Radionukliden ist vor allem auf hochradioaktive Abfälle aus der Atomkraftnutzung beschränkt. Bei der Mehrzahl der quantitativ dominierenden Radioisotopen nimmt sie relativ schnell ab und erleichtert das Abfallmanagement bereits nach einigen Jahrzehnten. Für die Endlagerung des Abfalls kann die fortdauernde Wärmezeugung jedoch langfristige Probleme hervorrufen, die mit dem möglichen Einfluss auf die Eigenschaften des Wirtsgesteins zusammenhängen und die deshalb sorgfältig bewertet werden müssen.

Ungeachtet der Tatsache, dass die Schutzziele und Sicherheitsprinzipien für radioaktiven Abfall in den meisten Ländern, die Atomenergie erzeugen, ähnlich sind, gibt es deutliche Unterschiede in Bezug auf die Wege, die für die verschiedenen Abfalltypen gewählt werden. Die Gründe dafür beruhen u. a. auf ökonomischen Erwägungen oder auf organisatorischen Erfordernissen, die sich aus dem Ausmaß des nationalen Atomenergieprogramms und der Antwort auf die Frage „Wiederaufbereitung – ja oder nein?“ ergeben.

International sind die wichtigsten Kriterien für die Zuordnung radioaktiver Abfälle zu bestimmten Abfallkategorien die Intensität der Strahlung und die Halbwertszeit der dominierenden Radionuklide. Danach wird der Abfall unterschieden in a) schwachradioaktiven Abfall, b) mittelradioaktiven Abfall, c) hochradioaktiven Abfall.

Hinsichtlich der Abfallbehandlung und Endlagerung werden schwach- und mittelradioaktive Abfälle, die vor allem kurzlebige Radionuklide (Halbwertszeit ≤ 30 Jahre) enthalten bzw. Abfälle, die größere Mengen langlebiger Radionuklide (mit Halbwertszeiten ≥ 30 Jahren) enthalten, jeweils spezifischen Abfallkategorien zugeordnet. Hochradioaktive Radionuklide mit überwiegend kurzen Halbwert-

zeiten sind vor allem das Resultat der Atomwaffenproduktion. Diese Abfälle spielen in den Ländern mit entsprechenden Programmen eine Rolle. In den USA wurde 1999 bei Carlsbad, New Mexico, für diese überwiegend militärischen Abfälle ein Endlager in einer tief liegenden Steinsalzformation in Betrieb genommen. Abfälle aus der nuklearen Energieerzeugung enthalten normalerweise größere Mengen langlebiger Radionuklide, die gewöhnlich zusammen mit langlebigem mittlerradioaktivem Abfall entsorgt werden.

Abhängig von den besonderen Eigenschaften der Abfälle und den daraus resultierenden Sicherheitsanforderungen, werden die verschiedenen Abfallkategorien unterschiedlich gehandhabt. In der Praxis wird kurzlebiger schwach- und mittlerradioaktiver Abfall beispielsweise in Frankreich und den USA bevorzugt oberirdisch in Schweden und Finnland knapp unter der Erdoberfläche in Kavernen endgelagert. Die langlebigen und hochradioaktiven Abfälle sollen jedoch in allen Ländern in tiefen geologischen Formationen entsorgt werden.

Im Gegensatz zu dieser internationalen Praxis werden in Deutschland die radioaktiven Abfälle nach ihrer Wärmeezeugung differenziert, während die Halbwertszeit der darin enthaltenen Radionuklide von geringer Relevanz ist. Anders als in einigen anderen Ländern (etwa Frankreich), ist es in Deutschland erlaubt, Abfälle von sehr geringer Strahlung auf konventionellen Deponien zu lagern oder sie gar ökonomisch zu verwerten, wenn die gemessene Strahlung unterhalb des in der Strahlenschutzverordnung (STRLSCHVO 2001) festgelegten Freigabekriteriums liegt. In anderen Ländern werden radioaktive Abfälle von ähnlich niedriger Strahlungsintensität in oberflächennahen Endlagern, die speziell für diesen Abfalltyp entworfen wurden, deponiert.

Aktuelle Situation

Die technisch-wissenschaftliche Diskussion über die Behandlung radioaktiven Abfalls ist so alt wie die Erzeugung dieses Abfalls durch militärischen und zivilen Gebrauch von Nuklearenergie. Schon während der fünfziger und sechziger Jahre des vergangenen Jahrhunderts wurde eine breite Skala von Abfallbehandlungsoptionen erörtert. Neben der Endlagerung, wie sie noch heute praktiziert oder wenigstens angestrebt wird, gab es dabei auch ziemlich exotische Optionen, wie die Endlagerung im Weltall oder im antarktischen Eis.

171 Im Vordergrund dieser Diskussion über mögliche Optionen standen

die hochradioaktiven und wärmeerzeugenden Abfälle (inklusive bestrahlter Brennelemente). Während der sechziger Jahre wurde für diese Abfälle die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen der kontinentalen Erdkruste allgemein als die beste Lösung erkannt und akzeptiert. Welche geologische Formation in den einzelnen Ländern bevorzugt wurde oder wird, hängt jedoch wesentlich von den geologischen Gegebenheiten in diesen Ländern ab.

Im Gegensatz dazu wurde die Endlagerung von schwach- und mittelradioaktiven Abfällen als weniger problematisch angesehen. Relativ früh wurde die Entsorgung solcher Abfälle im Meer und/oder – in einigen Ländern – ihre oberflächennahe Endlagerung praktiziert. Auf Grundlage der Londoner Vereinbarung zum Schutz der Meere und ihrer späteren Änderungen wurde die Abfallentsorgung ins Meer im Jahr 1993 verboten. Heute sind in vielen Ländern Endlager für kurzlebige schwach- und mittelradioaktive Abfälle im Betrieb oder in Planung. In Deutschland hingegen sieht man auch für diese Abfälle die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen vor. Eine entsprechende Genehmigung wurde für das frühere Eisenerzbergwerk Konrad in Salzgitter im Jahr 2002 erteilt.

Endlagerung bedeutet die Konzentration des radioaktiven Abfalls in einer Anlage, die für diesen Zweck mit dem Ziel entworfen und errichtet wurde, die Abfälle langfristig von Mensch und Umwelt zu isolieren. Abhängig vom Abfalltyp und den daraus resultierenden Gefährdungszeiten können die Endlager oberirdisch oder – im Normalfall als Bergwerk – in mehr oder weniger tiefen geologischen Formationen der Erdkruste angelegt werden.

Oberirdische Endlagerung ist allein auf kurzlebige schwach- und mittelradioaktive Abfälle beschränkt. Diese Endlager sind Konstruktionen, die die Isolation der Abfälle von Mensch und Natur durch technische Barrieren garantieren. Diese Barrieren erfordern eine permanente Überwachung und Wartung. Bei Endlagern in tiefen geologischen Formationen hingegen ist der langfristige Schutz von Mensch und Umwelt vorwiegend durch die passiven und deshalb wartungsfreien geologischen Barrieren garantiert.

Bis heute gibt es kein Endlager für langlebigen hochradioaktiven Abfall, obwohl einige Länder bereits während der sechziger und siebziger Jahre konkrete Schritte in Richtung Endlagerung gemacht haben. Aber alle Länder haben bis heute mit erheblichen Verzögerungen ihrer Endlagerprogramme zu tun. Der Hauptgrund liegt in der Unterschätzung der technisch-wissenschaftlichen und der

gesellschaftlichen Probleme, die mit der Verwirklichung solcher Pläne zusammenhängen. Insbesondere der Widerstand innerhalb der Gesellschaft führte zu einem Aufleben der Diskussion über die Endlagerung radioaktiver Abfälle und über neue Lagerungsverfahren, auch unter gesellschaftlichen Aspekten. Relativ weit fortgeschritten sind die Endlagerplanungen und auch die Verwirklichung z. B. in den USA (Yucca Mountain) und in Finnland (Olkiluoto).

Sicherheitsprinzipien und Sicherheitsanforderungen

International gelten folgende Hauptziele bei der Endlagerung von radioaktiven Abfällen:

- Die Endlagerung muss sicherstellen, dass Mensch und Umwelt angemessen gegen radioaktive und andere Gefahren geschützt sind.
- Die möglichen Auswirkungen der Endlagerung auf Mensch und Umwelt sollten das Ausmaß der heute akzeptierten Auswirkungen nicht überschreiten.
- Künftigen Generationen sollten keine unangemessenen Belastungen zugemutet werden.
- Die möglichen Auswirkungen der Endlagerung auf Mensch und Umwelt jenseits der Grenzen eines Landes dürfen diejenigen nicht überschreiten, die innerhalb des Landes zugelassen werden.

In vielen Ländern, darunter allen Ländern der Europäischen Union, sind diese Anforderungen allgemein anerkannt und bilden eine wichtige Basis für die Formulierung (oder die Bekräftigung schon bestehender) konkreter nationaler Anforderungen an die Endlagerung. Das schließt radiologische Standards ein, die bei der Endlagerung radioaktiven Abfalls erfüllt sein müssen. Auch darüber hinausgehende Anforderungen, zum Beispiel das Prinzip der Minimierung der Strahlenbelastung, ist in einigen Ländern Teil der Gesetzgebung (z.B. auch der deutschen Strahlenschutzgesetzgebung).

Die Standards zur Einschätzung der langfristigen Sicherheit geschlossener Endlager beziehen sich auf die höchste noch akzeptierte Strahlendosis für Menschen oder das damit verbundene Risiko einer Krebserkrankung. Geltende Standards verschiedener Länder für diese maximal zulässige Dosis liegen zwischen 0,1 und 0,3 mSv pro Jahr. Normalerweise wird der Sicherheitsstandard bei 10^{-4} bis 10^{-6} angesetzt, was bedeutet, dass von 10.000 bzw. einer Million Men-

schen nur eine Person, die ihr Leben lang dieser maximal zulässigen Dosis ausgesetzt ist, an Krebs erkranken würde.

Standards können auf Endlager erst angewendet werden, wenn das in Frage kommende Lager gründlich untersucht worden ist. Die konsequente Anwendung der Forderung, die Wirkungen der Strahlenbelastung zu minimieren, ist erst für den endgültigen Entwurf und den Bau des Endlagers möglich. Das Prinzip der Minimierung verlangt jedoch

- jede unnötige Strahlenbelastung oder Kontamination von Menschen und der Umwelt zu vermeiden und
- diese so niedrig wie nach dem Stand von Wissenschaft und Technik möglich zu halten und den individuellen Fall gründlich zu prüfen – auch wenn die Dosis oder Kontamination unterhalb des zulässigen Standards liegt.

Zusätzlich zu den radiologischen Voraussetzungen müssen für die Endlagerung spezifische Anforderungen für den Schutz der Umgebung in Betracht gezogen oder erfüllt werden. In Deutschland muss insbesondere der sogenannte Besorgnisgrundsatz nach dem Wasserhaushaltsgesetz beachtet werden. Dieser Grundsatz fordert einen umfassenden Schutz des Wassers, im Fall der Endlagerung radioaktiven Abfalls besonders des Grundwassers, gegen schädliche Kontamination oder andere nachteilige Veränderungen seiner Eigenschaften. Der Grundsatz gilt nicht nur für die radioaktiven Stoffe, sondern ebenso für die begleitenden nichtradioaktiven Substanzen.

Um die konsequente Umsetzung der erwähnten radiologischen Ziele zu gewährleisten, schlägt die Internationale Strahlenschutzkommission die Optimierung des Strahlenschutzes während sämtlicher Phasen der Endlagerplanung vor (ICRP 1998). Dies schließt ausdrücklich die Auswahl des Endlagers ein und verlangt die Anwendung qualifizierter Auswahlkriterien, die schrittweise angewendet werden müssen. Außerdem wird ein funktionierendes „Mehrbarrierensystem“ gefordert. Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung auch der Erfordernisse des Grundwasserschutzes hat das deutsche Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) seine (noch nicht veröffentlichten) „Grundsätze für die sichere Endlagerung“ entwickelt (BfS 2004).

Der Vorschlag des deutschen Arbeitskreises Auswahlverfahren Endlagerstandorte (AKEND) für ein neues Auswahlverfahren bei der

Identifizierung von Endlagerstandorten hat diese radiologischen wie nichtradiologischen Erfordernisse mitberücksichtigt. Insbesondere wird der besondere Stellenwert der geologischen Barrieren für die langfristige Sicherheit betont, und es werden Bedingungen für die Auswahl eines Endlagers formuliert:

- Im Fall der normalen Entwicklung des in Frage kommenden Standorts: keine Abgabe von schädlichen Substanzen durch die isolierende Gesteinsschicht während der Isolationsperiode von ca. einer Million Jahren. Zusätzlich müssen Sicherheitsreserven aufgezeigt werden für die Isolierung schädlicher Substanzen.
- Im Fall außergewöhnlicher Entwicklungen müssen die für Mensch und Umwelt gültigen Standards erfüllt werden.

Alles in allem laufen diese Erfordernisse auf die Suche nach dem relativ „besten“ Standort hinaus – womit der Standort gemeint ist, der sich gemäß den Regeln des Standortfindungsprozesses und des Stands der wissenschaftlichen und technischen Erkenntnisse als der beste herausgestellt hat und aller Wahrscheinlichkeit nach die Grundanforderungen und andere sicherheitsrelevante Anforderungen erfüllen wird. Eine Voraussetzung zur Identifizierung des relativ besten Standortes ist die vergleichende Bewertung von Standorten im Auswahlverfahren. Denn nur so kann man die relativ besseren von den relativ weniger guten unterscheiden.

Warum Endlager in tiefen geologischen Formationen?

Zusätzlich zu den allgemeinen Erfordernissen für die Endlagerung ist das besondere Ziel der Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen die Isolierung dieser Abfälle von Mensch und Umwelt für eine sehr lange („geologische“) Zeitspanne. Auf der ganzen Welt strebt man dieses Ziel besonders für langlebige mittel- und hochradioaktive Abfälle an. Heute plant man Endlagerung in Bergwerken, die ganz speziell für diesen Zweck gebaut werden.

Im Gegensatz dazu sollen kurzlebige schwach- und mittlerradioaktive Abfälle in geringer Tiefe oder sogar oberirdisch endgelagert werden (oder werden bereits so entsorgt). Abweichend von diesem Ansatz wurde in Deutschland schon sehr früh entschieden (2. Atomprogramm 1963-1967), alle Arten radioaktiven Abfalls in tiefen geologischen Formationen endzulagern. Hauptgründe dafür waren die Bevölkerungsdichte Deutschlands und die intensive Nutzung der

Umgebungsmedien Boden und Wasser (Schwibach 1967). Diese Art der Endlagerung ist in Deutschland schon in der sogenannten Versuchseinlagerung in einem stillgelegten Salzbergwerk (Asse II) bei Wolfenbüttel (1967-1978) und beim Betrieb des Endlagers für eher kurzlebige schwach- und mittelradioaktive Abfälle in Morsleben (1978-1998) praktiziert worden.

Es kann festgehalten werden, dass die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen nach angemessener Standortsuche entscheidende Vorteile im Vergleich mit allen anderen Lagerungsmöglichkeiten hat. Diese Vorteile sind vor allem:

- große Entfernung zwischen Abfällen und Biosphäre;
- hohes und langfristiges Rückhaltevermögen der geologischen Barrieren gegen die Radionuklid- und Schadstoffausbreitung (und anderer schädliche Substanzen);
- langsames Tempo der geologischer Prozesse, vor allem der Transport von Substanzen in die Geosphäre und daraus resultierende Verlässlichkeit zeitbezogener Aussagen über das Funktionieren des Barrierensystems des Endlagers;
- passive Funktionsweise der Hauptbarrieren des Lagerungssystems (geologische Barrieren) ohne Notwendigkeit von Überwachungs- und Wartungsmaßnahmen.

Außerdem können die Eigenschaften der Geosphäre, die diese Vorteile garantiert, nicht oder nur in einem geringen Ausmaß durch menschliche Einwirkung beeinflusst werden. Deshalb hängt die langfristige Sicherheit eines geschlossenen Endlagers nicht von der Wachsamkeit und den technischen oder ökonomischen Möglichkeiten zukünftiger Generationen ab. Diese können auf jeden Fall schwieriger eingeschätzt werden als die Entwicklung der geologischen Barrieren eines Endlagers (Buser 1997, Gruppe Ökologie 2001, AKEND 2002). Es kommt hinzu, dass menschliches Eindringen in ein versiegeltes Endlager in tiefen geologischen Formationen im Kriegsfall oder von terroristischer Seite aus höchst unwahrscheinlich ist.

Es liegt auf der Hand, dass diese Vorteile für alle Arten von radioaktivem Abfall gelten, dass sie aber nicht unbedingt für kurzlebige Abfälle von allen Ländern und Institutionen in Betracht gezogen und folglich auch nicht genutzt werden. Diese Vorteile sind jedoch nur wirksam, wenn der Standort des Endlagers mit dem Haupt-

augenmerk auf das Thema Sicherheitsaspekte ausgesucht wurde und die Eignung glaubwürdig durch den Nachweis von langfristiger Sicherheit demonstriert wird.

Endlagerung – notwendig mit und ohne Fortsetzung der Atomenergie?

Radioaktive Abfälle verschiedenen Ursprungs gibt es in allen Ländern mit Atomenergieprogrammen oder anderen Anwendungen der Atomtechnik. Diese Abfälle werden nicht verschwinden, selbst wenn man die Atomenergie auslaufen lässt. Ihre sichere Handhabung bleibt unabdingbar.

Die weltweite Verzögerung in der Beseitigung besonders langlebiger mittel- und hochradioaktive Abfälle ist ein Indikator dafür, dass das Abfallmanagement ein technisch-wissenschaftliches und gesellschaftliches Problem zugleich ist. Dieses Problem wird bei jedem Anwachsen der Abfallmenge mitwachsen. Umgekehrt wird die langsame Beendigung der Atomenergie die nationale Aufgabe der sicheren Beseitigung der radioaktiven Abfälle erleichtern: Zum einen sind die Abfallmengen, die entsorgt werden müssen, langfristig begrenzt, was die Auswahl von Standorten und die Planung von Endlagern erleichtert. Andererseits wird die Bereitschaft der betroffenen Menschen, ein Endlager für diejenigen Abfälle zu akzeptieren, die unumgänglich beseitigt werden müssen, möglicherweise wachsen. Im Gegensatz dazu wird der zeitlich unbegrenzte Betrieb von Atomkraftwerken den Bedarf nach weiteren Endlagern und die Akzeptanzprobleme erhöhen.

Welche Probleme gibt es bei der Endlagerung?

Bei der Endlagerung radioaktiven Abfalls an der Oberfläche oder nahe der Oberfläche sind die Vorteile einer Endlagerung in tiefen geologischen Formationen, wie sie oben erwähnt wurden, nicht mehr wirksam (Gruppe Ökologie 2001): Die Abfälle werden direkt in der Biosphäre gelagert, und das Risiko eines solchen Endlagers, wenn man es als passives Schutzsystem betrachtet und sich selbst überlässt, ist entschieden zu hoch. Der passive Beitrag geologischer Barrieren zum Schutz von Mensch und Umwelt ist hier signifikant geringer als in größeren Tiefen. Deshalb sind technische Barrieren und Überwachungsmaßnahmen sowie – falls nötig – Reparaturen unerlässlich. Zusätzliche Nachteile sind, dass der Zugang zu den Abfällen möglich und die Anfälligkeit gegenüber terroristischen

Gefahren erhöht ist. Obwohl Endlager an oder nahe der Oberfläche für kurzlebigen schwach- und mittelradioaktiven Abfall reserviert sind, brauchen sie eine institutionalisierte Überwachung, um den Schutz von Mensch und Umwelt sicherzustellen. Verlässliche Prognosen über die Existenz bzw. Stabilität solcher für diesen Zweck wichtigen Institutionen und entsprechend der sie tragenden Gesellschaften sind nur bedingt möglich. Die Endlagerung an oder nahe der Oberfläche stellt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt als ökonomisch bequeme Abfallbeseitigungsmaßnahme dar, gleichzeitig enthält sie aber auch Risiken und eine ökonomische Bürde für künftige Generationen.

Obwohl die Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen der Erdkruste von den nationalen wie internationalen Institutionen, die für den radioaktiven Müll verantwortlich sind, als die sicherste langfristige Behandlung angesehen und betrieben wird, gibt es auch Nachteile. Außerhalb der verantwortlichen Institutionen werden Vorbehalte gegen diese Variante der Endlagerung geäußert. Sie ergeben sich vor allem aus

- der Diskrepanz zwischen der langen Zeitspanne, in der die radioaktiven Abfälle eine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellen, und der – gemessen an der Dauer des Problems – abnehmenden Aussagekraft der erforderlichen Vorhersagen über das Funktionieren der Barrieren des Endlagers;
- der fehlenden Möglichkeit, das langfristige Verhalten des Endlagersystems nach seiner Schließung beobachten zu können;
- der fehlenden Möglichkeit, bei einer falschen Einschätzung einzelner Barrieren bzw. ihrem Versagen eingreifen zu können;
- der fehlenden Umkehrbarkeit der Entscheidung (Rückholbarkeit von Abfällen) nach der Schließung des Endlagers.

Diese Probleme gibt es in der Tat; und man kann und muss ihnen durch sorgfältige Auswahl des Standorts und den gewissenhaften Nachweis der langfristigen Sicherheit unter Einbeziehung aller Aspekte begegnen. Man sollte außerdem nicht verkennen, dass Entsorgungsoptionen, die die Möglichkeit des Eingriffs in das Endlagersystem und die Rückholbarkeit der Abfälle eröffnen, bezüglich langfristiger Sicherheit erhebliche Nachteile mit sich bringen könnten.

Bei der Endlagerung bestimmter radioaktiver Abfälle in Wirtsgesteinen mit sehr geringer Durchlässigkeit sieht man sich dem

speziellen Problem gegenüber, dass durch die Erzeugung von Gas in den Abfällen die Funktionsweise der geologischen Barriere beeinträchtigt werden kann. Einerseits könnte erhöhter Gasdruck im geschlossenen Endlager im Wirtsgestein Risse hervorrufen, andererseits könnte ein Wechsel im chemischen Milieu im und um das Endlager den Transport von Radionukliden erleichtern oder beschleunigen. Gasproduktion in größerem Umfang ist hauptsächlich auf schwach- und mittelradioaktive Abfälle beschränkt. Nach gegenwärtigen Schätzungen stellen die möglichen Einwirkungen kein entscheidendes Argument gegen die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen dar, müssen aber gegebenenfalls sorgfältig bedacht werden, wenn es um den Nachweis langfristiger Sicherheit und die Planung des Endlagers geht.

Nachweis langfristiger Sicherheit; Isolationszeitraum und Dauer der Gültigkeit des Nachweises

Alle Wirtsgesteine und alle Standorte, die für die Endlagerung von radioaktivem Abfall in Betracht gezogen werden, haben unter Sicherheitsgesichtspunkten Vor- und Nachteile. Das erfordert ausgedehnte methodologische Anforderungen an den Nachweis der Angemessenheit des letztlich ausgewählten Standorts. Das trifft auch auf die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen zu, obwohl diese sicherheitsrelevante Vorteile gegenüber allen anderen Maßnahmen der Abfallbeseitigung aufweist, die gegenwärtig in der Diskussion sind. Der Nachweis der langfristigen Sicherheit für einen bestimmten Endlagerstandort wird durch die oben erwähnten Nachteile beeinträchtigt. Sie ergeben sich besonders aus dem langen Zeitraum, der betrachtet werden muss, und aus der Unzugänglichkeit der Abfälle in einem geschlossenen Endlager.

Aus den Halbwertszeiten der Radionuklide in den Abfällen folgt, dass im Fall der Freisetzung von Radionukliden aus dem Endlager viele Radionuklide für lange Zeit eine Gefahr für Mensch und Umwelt darstellen. Deshalb ist die sichere Isolation des Abfalls für eine sehr lange Zeitdauer unabdingbar. Nach wissenschaftlichem Maßstab sind verlässliche Vorhersagen über das Lagerungssystem, insbesondere über seine geologischen Barrieren, nicht für die gesamte Zeitdauer möglich, in der bestimmte Abfallkategorien ein erhebliches Gefahrenpotenzial haben und infolgedessen von der Biosphäre isoliert werden müssen. Das langfristige Funktionieren der geologischen Barrieren hängt nicht zuletzt von künftigen geolo-

gischen und klimatischen Prozessen ab. Einige dieser Prozesse erschweren langfristige Vorhersagen, bilden dennoch eine wichtige Basis für Aussagen über die langfristige Sicherheit des Endlagers.

Deshalb scheint es unangemessen, den wissenschaftlichen Nachweis für die Isolierung der Abfälle für die gesamte Dauer der Zeit zu verlangen, in der von den Abfällen eine Gefahr für Mensch und Umwelt ausgehen kann. AKEND (2002) stellt fest, dass verlässliche Vorhersagen über das Funktionieren der wichtigen geologischen Barrieren eines Lagersystems für eine Zeitspanne in der Größenordnung von einer Million Jahren gemacht werden können und dass der Nachweis der langfristigen Sicherheit für diese Zeitspanne erbracht werden kann. In anderen Ländern sind die Anforderungen an die Länge des Zeitraums für den Nachweis der langfristigen Sicherheit zum Teil ähnlich, zum Teil entschieden geringer (10.000 Jahre). Man sollte aber trotz abnehmender Vorhersagegenauigkeit im Laufe der Zeit auf die Einschätzung der geologischen Entwicklung der über den obligatorischen Nachweiszeitraum hinausgehenden Zeitspanne nicht verzichten.

Die erwähnten Unsicherheiten bei der Vorhersage können noch verstärkt werden durch einen Mangel an Informationen sowohl über den jeweiligen Endlagerstandort als auch über die Wechselwirkungen zwischen Abfällen, technischen und geotechnischen sowie geologischen Barrieren. Solange die Abfälle und die Barrieren der Beobachtung zugänglich sind, können wichtige Prozesse für das Langzeitverhalten nicht beobachtet werden, weil das Endlagersystem seinen endgültigen Zustand noch nicht erreicht hat. Hat es jedoch diesen Zustand lange nach Schließung des Endlagers erreicht, ist es nicht länger zugänglich, und mögliche Wechselwirkungen können nicht beobachtet werden.

Unter diesem Gesichtspunkt kann man nach AKEND (2002) den Schluss ziehen, dass die wichtigsten Grundlagen für den Nachweis der langfristigen Sicherheit schon während der Auswahl des Endlagerstandorts geschaffen werden. Deshalb muss die Einschätzung des Endlagersystems schon während des Prozesses der Standortsuche erfolgen. Andererseits muss sichergestellt werden, dass die Informationen, die für einen verlässlichen Nachweis der langfristigen Sicherheit nötig sind, wirklich während dieser Standortuntersuchungen gewonnen werden und dass Vorsorge getroffen wird, um die verbleibenden Ungewissheiten bewerten zu können.

Rückholbarkeit

Rückholbarkeit bedeutet die Möglichkeit, Abfall – besonders bestrahlte Brennelemente und hochradioaktiven Abfall – im Bedarfsfall aus einem Endlager wieder zurückzuholen, und zwar ohne größeren technischen Aufwand. Die Rückholbarkeit des Abfalls in einem Endlager und die Umkehrbarkeit von Entscheidungen bei der Endlagerung wird gegenwärtig weltweit in vielen Abfallprogrammen für radioaktiven Abfall in Betracht gezogen, etwa in den USA, in Schweden und in Finnland. Die Argumente für die Rückholbarkeit sind hauptsächlich sicherheitsbezogener, ethischer und ökonomischer Natur (NEA 2001), z. B.:

- technische Sicherheitsbedenken, die nach der Einlagerung des Abfalls auftreten oder aber auch Veränderungen bei den akzeptierten Sicherheitsstandards;
- um Ressourcen aus dem Depot wiederzugewinnen, z. B. Bestandteile des Abfalls selbst;
- um alternative Behandlungsarten des Abfalls anzuwenden oder auch andere Lagertechniken, die sich erst in der Zukunft entwickeln könnten;
- um auf einen Wandel in der gesellschaftlichen Akzeptanz oder in der Risikowahrnehmung reagieren zu können;
- um die Handlungsfreiheit künftiger Generationen zu gewährleisten.

In der internationalen Diskussionen über Rückholbarkeit ist die Endlagerung immer noch das letztendliche Ziel. Bevor die Endlagerung mit Rückholbarkeit erfolgen kann, müssen einige Phasen absolviert werden, so z.B. die schrittweisen Verfüllung von Teilen des Endlagers oder von Zugangsstollen und -schächten. Der Zugang zum Abfall wird mit jeder Phase zunehmend schwieriger, und der technische Aufwand für eine Rückholung erhöht sich dementsprechend. Nach der Versiegelung ist Rückholung nur noch unter Anwendung von Bergbautechniken möglich. Es gibt für die einzelnen Vorgehensweisen und Zeitstrecken innerhalb der verschiedenen Phasen keine einheitlichen Konzepte. Was den Zeitraum angeht, in dem eine relativ einfache Rückholtechnik ausreichend wäre, werden in der internationalen Diskussion einige Jahrzehnte bis wenige Jahrhunderte genannt. Um die langfristige Sicherheit eines Endlagers zu garantieren, ist ein sorgfältig ausgesuchtes passives und deshalb

wartungsfreies Sicherheitssystem erforderlich. Ohne die Phase der Rückholbarkeit mit erleichtertem Zugang zum Abfall wird die angestrebte passive Sicherheit des Endlagers so schnell wie möglich erreicht. Wenn aber die Rückholbarkeit des Abfalls in Betracht gezogen wird, wird diese passive Sicherheitsbedingung wesentlich später erfüllt (abhängig von den Phasen der Rückholbarkeit). Bis dahin sind aktive Sicherheitsmaßnahmen in Form von Überwachung und Kontrolle notwendig, deren Durchführung schwerlich mit der nötigen Zuverlässigkeit garantiert werden kann. Außerdem brauchen aktive Sicherheitsmaßnahmen stabile gesellschaftliche und wirtschaftliche Bedingungen, was für einen langen Zeitraum nicht verlässlich garantiert werden kann.

Die ethischen Gründe, die für die Rückholbarkeit ins Feld geführt werden, insbesondere die Handlungsfreiheit künftiger Generationen, sind nicht überzeugend. Es ist nicht akzeptabel, für die Erfüllung eines ethischen Prinzips einzutreten, wenn das unvermeidlich zu einem Verlust an Sicherheit führt. Der Schutz gegenwärtiger und künftiger Generationen stellt in sich selbst ein grundsätzliches ethisches Erfordernis dar. Dieser Schutz hat höchste Priorität, denn ohne Sicherheit werden alle anderen Gesichtspunkte weitgehend bedeutungslos. Selbst wenn man künftigen Generationen die Wahl zwischen verschiedenen Optionen offen lässt, verbleibt die vorrangige Verantwortlichkeit für die Lösung des Problems radioaktiven Abfalls bei der heutigen Generation. Rückholbarkeit sollte kein Argument für das endlose Hinauszögern von Entscheidungen über Endlager sein und ist auch kein Ersatz für ein gut geplantes Endlager.

Andererseits können für ein Endlager Maßnahmen getroffen werden, die die Rückholbarkeit für einen bestimmten Zeitraum zulassen. Ein kürzlich vorgelegtes Konzept aus der Schweiz, das eine gewisse Zeit für die Überwachung und die leichtere Rückholbarkeit einplant, schlägt ein „geologisches Tiefenlager“ vor, das aus Test- und Pilotlager sowie Hauptlager besteht. Zudem schließt es organisatorische und institutionelle Maßnahmen ein (EKRA 2000). Das Projekt Entsorgungsnachweis hat die Umsetzbarkeit eines solchen Konzepts (NAGRA 2002) untersucht, und der gesellschaftliche Entscheidungsprozess in der Schweiz wird künftig auf der Basis der Anwendung dieses Konzepts erfolgen.

Internationale Ansätze bei der Auswahl von Standorten für die Endlagerung

Das Ziel der Standortsuche für Endlager ist, Standorte für die langfristig sichere Lagerung von Abfällen zu finden, die in den entsprechenden Ländern produziert wurden. Um dieses Ziel zu erreichen, werden im Detail verschiedene Ansätze verfolgt. Das schlägt sich mehr oder weniger deutlich im unterschiedlichen Vorgehen bei der Standortauswahl nieder. Die Hauptgründe sind:

- unterschiedliche technische, politische und juristische Anforderungen;
- unterschiedliche geologische Voraussetzungen im untersuchten Gebiet (nationales Territorium);
- unterschiedliche Anforderungen an den Standort (angemessener Standort oder der relativ beste).

In vielen Ländern wurden die Aktivitäten für die Suche nach Endlagerstandorten in den siebziger Jahren begonnen. Damals wurde die Standortauswahl ausschließlich als technisch-wissenschaftliche Aufgabe begriffen. Die Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Entscheidungsprozesses spielten keine oder nur eine geringe Rolle. Einige Prozesse wurden so sehr durch äußere Faktoren beeinflusst, dass nicht das festgelegte Verfahren, sondern andere Argumente für die Standortauswahl ausschlaggebend waren (z. B. Gorleben in Deutschland und Yucca Mountain in den USA). Bis heute hat keines der in den siebziger Jahren begonnenen Auswahlverfahren zur Inbetriebnahme eines Endlagers für hochradioaktiven Abfall und bestrahlte Brennelemente geführt.

Die negativen Erfahrungen mit den Verfahren bei der Standortauswahl wie auch gesellschaftliche Entwicklungen während der vergangenen Jahrzehnte haben in vielen Ländern zu gestiegener öffentlicher Anteilnahme geführt. Die Auswahl des Standorts wird nicht länger als eine rein technisch-wissenschaftliche Angelegenheit betrachtet, sondern verlangt auch die Berücksichtigung bestimmter gesellschaftlicher Bedingungen und der demokratischen Legitimation.

International werden heute Transparenz und Nachvollziehbarkeit des Verfahrens sowie Akzeptanz der Auswahlergebnisse als wichtige Vorbedingungen für eine erfolgreiche Vorgehensweise bei der Standortauswahl angesehen. Diese muss die folgenden gesellschaftlichen und methodischen Minimalvoraussetzungen erfüllen:

- Offenlegung des Vorgehens und der Kriterien, bevor der entsprechende Schritt des Verfahrens durchgeführt wird;
- schrittweises Vorgehen, klare Strukturen der Vorgehensweise mit klar definierten Arbeits- und Entscheidungsschritten sowie eine Genehmigungspraxis in mehreren Schritten;
- Anteilnahme der Öffentlichkeit und interessierter oder betroffener Personen und Gruppen in einem frühen Stadium des Gesamtprozesses (mit bindendem Charakter);
- fundierte Kriterien.

Dennoch sind die nationalen Ansätze in den einzelnen Ländern zur Erfüllung dieser Anforderungen noch immer unterschiedlich, weil die Gründe für unterschiedliches Vorgehen, wie sie oben dargelegt sind, fortbestehen.

Der Mangel an öffentlicher Unterstützung bei der Standortauswahl, der in vielen Ländern beobachtet werden kann, und der geringe Akzeptanzgrad in der Öffentlichkeit, was die Legitimität des Verfahrens angeht, sind möglicherweise auf die Tatsache zurückzuführen, dass die Bedeutung und die Voraussetzungen einer wirklichen öffentlichen Beteiligung oft unterschätzt werden, obwohl ihre Notwendigkeit generell nicht länger in Frage steht. Ausnahmen sind die Schweiz und Schweden und bis zu einem gewissen Grad Finnland.

Bei der Entscheidungsfindung ist klar, dass alle bedeutenden Entscheidungen bezüglich der Standortauswahl und der langfristigen Handhabung radioaktiven Abfalls von einer gründlichen öffentlichen Diskussion unter Einbeziehung eines breiten Spektrums Beteiligter begleitet werden müssen. Die Öffentlichkeit ist nicht willens, unwiderruflich technischen Entscheidungen zuzustimmen, die sie weder ausreichend versteht noch kontrollieren kann. Das Kernstück eines schrittweisen Entscheidungsfindungskonzepts ist ein Plan, in dem die Standortauswahl in Schritten oder Stadien festgelegt ist, die innerhalb der Grenzen der Praktikabilität umkehrbar sind (NEA 2004).

Als Beispiel eines modernen Standortauswahlverfahrens werden in Tabelle 3 die Empfehlungen des deutschen Arbeitskreises Auswahlverfahren Endlagerstandorte wiedergegeben. Die Ecksteine des Verfahrens umfassen sowohl technisch-wissenschaftliche als auch soziowissenschaftliche Kriterien, ein klares Auswahlverfahren in fünf Schritten, die Bewertung der Fläche Deutschlands nach denselben Kriterien, keine Vorauswahl von Wirtsgesteinsformationen,

umfassende öffentliche Teilhabe am gesamten Auswahlverfahren sowie die Förderung der regionalen Entwicklung der Standortregion, die das Dilemma zwischen nationaler Aufgabe und regionalen Interessen entschärft, so dass die Endlagerung nicht nur als Last, sondern auch als Chance angesehen wird.

Tabelle 3

Verfahrensschritte: Kriterien, Einschätzung, Vorgehen und Instrumente Bürgerbeteiligung

Verfahrensschritte	Vorgehen, Kriterien, Einschätzung	Instrumente der Bürgerbeteiligung
Schritt 1: Erkundung von Gebieten, die Minimalanforderungen erfüllen	– Geowissenschaftliche Ausschlusskriterien und Minimalanforderungen	Für alle Schritte 1-5: – Schaffung einer Informationsplattform – Ein Kontrollkomitee überwacht die Einhaltung der Verfahrensregeln
Schritt 2: Auswahl einzelner Gebiete mit besonders günstigen geologischen Bedingungen	– Geowissenschaftliche Abwägung	
Schritt 3: Ermittlung und Auswahl von Standortregionen für die Erforschung der Oberfläche (wenigstens drei Standorte) wenn nötig, Schritt zurück	– Planerisch-wissenschaftliche Ausschlusskriterien – Analyse des sozioökonomischen Potenzials – Planerisch-wissenschaftliche Gewichtungskriterien – Spezifikation von Programmen für die Erforschung der Oberfläche und entsprechende Bewertungskriterien – Geowissenschaftliche und Bergbauaspekte	Ab Schritt 3: – Bürgerforum als zentrales Element der Teilhabe – Eine Gruppe kompetenter Experten unterstützt das Bürgerforum – Runder Tisch mit allen Beteiligten – Beschluss und Bereitschaft, an den Schritten 3 und 4 per Abstimmung teilzunehmen – Vorbereitung regionaler Entwicklungskonzepte
Schritt 4: Bestimmung von Standorten für die unterirdische Untersuchung (wenigstens zwei Standorte) wenn nötig, Schritt zurück	– Erforschung der Oberfläche und Bewertung – Begleitende Sicherheitseinschätzung – Bereitschaft zur Teilnahme am unterirdischen Untersuchungsprogramm – Entwicklung von Versuchskriterien	– Örtliche Bürgerversammlung(en) fassen endgültigen Beschluss – Begleitende Abstimmung in der Öffentlichkeit und in den lokalen Versammlungen am Ende von Schritt 5
Schritt 5: Entscheidung über einen Standort Schritt zurück, falls nötig	– unterirdischen Untersuchung und ihre Bewertung – Sicherheitsargumente – Vergleich der verschiedenen erforschten Standorte	
Ergebnis Endlagerstandort für das Genehmigungsverfahren		<i>Quelle: AKEND 2002</i>

Entsorgungsalternativen

Außer dem Konzept der Isolierung radioaktiven Abfalls in tiefen geologischen Formationen gibt es einige andere Entsorgungsalternativen, die in der Vergangenheit diskutiert und teilweise praktiziert wurden. Es sind dies:

- *Transport ins All*: Dies ist ein Vorschlag, der hauptsächlich in den USA in den frühen Phasen der Konzeptbildung für die Beseitigung langlebigen radioaktiven Mülls diskutiert wurde. Diese Art der Lagerung hätte den Vorteil, dass der radioaktive Abfall für immer aus dem menschlichen Lebensraum entfernt wäre. Wegen der damit verbundenen Kosten ist diese Alternative nur für kleine Mengen Abfall praktikabel (hochradioaktiver Abfall). Außerdem gibt es ein beträchtliches Risiko bezüglich nicht kalkulierbarer Konsequenzen, v.a. wenn ein Transport ins All fehlschlagen würde. Wenn dieser Weg der Entsorgung überhaupt Akzeptanz finden könnte, würde er wegen seiner ausgefeilten Technologie auf wenige Länder begrenzt bleiben.
- *Entsorgung im antarktischen Eis*: Ein anderes Konzept der Abfallisolation ist die Entsorgung im antarktischen Eis. In großen Teilen der Antarktis ist der Eisschild 15 Millionen Jahre alt und bis zu 4 km dick. Ohne Zweifel wird sich diese Situation in absehbarer Zeit nicht ändern. Es gibt jedoch wichtige Probleme zu lösen, die die geophysischen und geochemischen Eigenschaften der Eismassen und ihren Einfluss auf das globale Klima betreffen. Ebenso wären Veränderungen im internationalen Recht und zusätzliche politische Vereinbarungen erforderlich. Kein Land auf der Welt verfolgt zur Zeit ein solches Konzept.
- *Deponierung des Abfalls im Meer*: Die Deponierung von schwach- und mittelradioaktivem Abfall im Meer findet seit 1983 auf Grundlage eines freiwilligen Moratoriums nicht mehr statt und wurde 1993 von den Vertragsparteien der Londoner Übereinkunft verboten. Das Konzept zielte auf die Lagerung kurzlebigen Abfalls in der Tiefsee, wo ein Austausch zwischen den Wasserschichten – mit den entsprechenden Konsequenzen für eine mögliche Radionuklid ausbreitung – nur begrenzt stattfindet. Die Versenkung von hochradioaktivem Abfall im Meer bei langfristiger Anwendung des Verdünnungsprinzips ist bis heute von keinem Land ernsthaft in Erwägung gezogen worden.

- *Lagerung unter dem Meeresboden*: Anfang der achtziger Jahre untersuchten einige Mitgliedstaaten der OECD/NEA die Lagerung hochradioaktiven Abfalls auf dem Meeresboden. Die Tiefseegründe der Ozeane weisen auf großen Flächen hervorragende Eigenschaften auf, und dicke Lagen von Sedimenten haben ein hohes Rückhaltepotenzial. Die Wahrscheinlichkeit eines Unfalls ist relativ gering. Es gibt jedoch keine erprobten Technologien für die Eröffnung eines solchen Endlagers zur Verfügung. Eine solche Option würde einen Zusatz zur internationalen Londoner Konvention erfordern. Auf der ganzen Welt wird diese Option nicht nachdrücklich erwogen.
- *Lagerung nahe der Erdoberfläche*: Die oberflächennahe Lagerung von schwach- und mittelradioaktivem Abfall ist dem heutigen Stand von Wissenschaft und Technik entsprechend. Viele Länder sind entweder dabei, Anlagen für diese Lagerung zu planen und zu bauen oder besitzen Anlagen, die schon in Betrieb sind, z. B. Europa, USA, Japan, Südafrika. Hier wird die Isolation des Abfalls für die erforderliche, relativ kurze Zeitspanne (meist weniger als 1000 Jahre) durch Auswahl eines geeigneten Untergrundes und die Konstruktion technischer und geotechnischer Barrieren gesichert. Außerdem werden die Anlagen überwacht. Nach dem weitgehenden Zerfall der Radionuklide sollen solche Endlager in den Status einer konventionellen Deponie überführt werden. Wegen der langen Halbwertszeiten ist dieses Konzept für hochradioaktiven Abfall und bestrahlte Brennelemente nicht anwendbar.

Alternativen zur Lagerung

Die Frage, ob es Alternativen zur Lagerung in tiefen geologischen Formationen gibt, wird vielfach diskutiert. Ethisch fundierte Prinzipien, wie etwa der Schutz der natürlichen Ressourcen, aber auch der Wunsch, künftigen Generationen verschiedene Handlungsmöglichkeiten offenzulassen, spielen unter diesem Gesichtspunkt eine wichtige Rolle. Vor diesem Hintergrund sollen die international diskutierten Alternativen eingeschätzt werden. Diese Alternativen sind: Abtrennung und Transmutation (Partitioning and Transmutation – P&T) sowie Langzeitzwischenlagerung.

Abtrennung und Transmutation (P&T)

Abtrennung und Transmutation bedeutet die Umwandlung langlebiger und hochgradig radiotoxischer Nuklide in weniger giftige

Radionuklide, die so kurzlebig wie möglich sind. Die mit der Standortsuche für Endlager verbundenen Schwierigkeiten, vor allem die erforderlichen extrem langen Isolationszeiten bei der Endlagerung, haben einige Leute dazu gebracht, die Transmutation langlebiger Radionuklide in kurzlebige als mögliche Lösung für das Problem der Entsorgung radioaktiven Mülls anzusehen. Der Theorie entsprechend müsste P&T das Problem der langfristigen Isolierung von Abfällen bei der Endlagerung in das weit weniger schwierige einer Lagerung für einige Jahrzehnte oder wenige hundert Jahre verwandeln.

Für ein P&T-System braucht man zunächst eine Wiederaufbereitungsanlage, um die für die Umwandlung vorgesehenen Radionuklide anzutrennen; dazu werden bestimmte langlebige Radionuklide von den anderen abgetrennt. Das ermöglicht im Anschluss daran die Umwandlung langlebiger Radionuklide in kurzlebige, indem sie in einem Reaktor bestrahlt werden, und zwar in einem „kritischen Reaktor“, der die Umwandlung eigenständig vornimmt oder in einem „unterkritischen Reaktor“, der eine Neutronenquelle von außen benötigt, um die Kettenreaktion aufrechtzuerhalten.

Selbst die ausgefeiltesten P&T-Techniken, die zu großen Teilen in der Theorie bestehen, lassen beträchtliche Mengen langlebiger Radionuklide übrig, die entsorgt werden müssen; zudem erzeugen sie neue Mengen Abfall, der behandelt und entsorgt werden muss. P&T schafft also die Notwendigkeit eines Endlagers für radioaktiven Abfall nicht aus der Welt. Kein P&T-System ist in der Lage, alle in Frage kommenden Radionuklide tatsächlich umzuwandeln. Allein aus praktischen Gründen ist das nicht möglich. Die Umwandlung von Tc-99 und I-129 ist zum Beispiel nicht hundertprozentig machbar, selbst bei mehrfachem Durchlauf durch den Reaktor nicht. Schließlich entstehen bei der Abtrennung der Aktiniden neue langlebige Spaltprodukte, und außerdem arbeitet die Aktinidenabtrennung nicht hundertprozentig effektiv. Das bedeutet, dass es grundsätzliche Grenzen für die erreichbare Reduktion langlebiger Radioaktivität gibt, selbst bei einem ausgefeilten, sehr teuren und funktionierenden P&T-System. Insgesamt ist es nötig, chemische und nukleare Anlagen zu betreiben, deren interne Risiken auf jeden Fall höher sind als das Risiko, das ein Endlager langfristig darstellt.

Der wirtschaftlich einzige Weg, um eine solche Form der Abfallbehandlung zu praktizieren, wäre der Aufbau einer neuen Branche der Atomindustrie, die sich allein mit der Abtrennung und Trans-

mutation von Radionukliden befassen würde. Die Kosten des Umwandlungssystems wären unerschwinglich hoch – selbst im Vergleich zu den Milliarden, die ein Endlager einschließlich vorgeschalteter Behandlungsschritte kostet.

Schließlich würde die Abspaltung von Radionukliden, die für die Transmutation notwendig ist, das Risiko des Zugangs zu spaltbarem Material erhöhen. Alle Abtrennungsprozesse, auch die, die als „proliferationsresistent“ gelten, bringen ein erhöhtes Proliferationsrisiko mit sich (Zerriffi/Makhijani 2000).

Aber Umwandlung wird nicht nur im Kontext des Abfallmanagements für die gegenwärtige Generation von Atomreaktoren erwogen. Besonders in Frankreich und Japan gehen die teuren Pläne für P&T von einer unbegrenzten Fortsetzung der Nutzung von Atomkraft aus, wobei die Umwandlung Teil eines neuen nuklearen Zyklus werden soll.

Die Schlussfolgerung der französischen „Commission Nationale d’Evaluation“ in Bezug auf die Transmutation ist, dass es sich dabei um die Hoffnung auf Maschinen handelt, die es heute noch gar nicht gibt, ob sie nun zu den Generation-IV-Reaktor-Systemen gehören oder dem durch Beschleuniger unterkritisch betriebenen System angehören (CNE 2005). Auf jeden Fall müsste die verbleibende Menge an Radionukliden als langlebiger radioaktiver Müll ebenfalls entsorgt werden. Aus diesen Gründen stellen Abtrennung und Transmutation keine wirkliche Alternative zur geologischen Endlagerung dar.

Langfristige Zwischenlagerung

Was die langfristige Zwischenlagerung radioaktiven Abfalls angeht (z. B. in den Niederlanden), muß die Sicherheit durch eine sehr langfristige soziale Kontrolle garantiert werden. Das setzt den Fortbestand der heutigen wissenschaftlichen und ökonomischen Möglichkeiten voraus sowie die Fähigkeit und Bereitschaft aller Mitglieder der Gesellschaft, die Kontrolle und die notwendigen Maßnahmen durchzuführen. Für die Strategie der langfristigen Zwischenlagerung gibt es in der Tat einige technische und ethische Argumente. Das Konzept stellt einen Ansatz dar, in der eine Generation der nächsten eine Welt mit „gleichen Möglichkeiten“ übergibt, was auch für die jeweils kommenden Generationen gelten würde. Auf diese Weise würden die Optionen offengehalten. Nach diesem Gedanken der „fortlaufenden Gegenwart“ („rolling present“) würde die

jetzige Generation gegenüber der nächsten die Verantwortung tragen, dieser die Fähigkeiten, Ressourcen und Möglichkeiten weiterzugeben, mit dem Problem umzugehen, das auch die gegenwärtige Generation beschäftigt. Wenn jedoch die gegenwärtige Generation den Bau eines Endlagers hinauszögert, weil sie Fortschritte in der Technologie erwartet oder weil die Zwischenlagerung billiger ist, sollte sie nicht erwarten, dass spätere Generationen eine andere Entscheidung treffen. Ein solcher Ansatz würde die Verantwortung für das reale Handeln immer den nächsten Generationen zuschieben und könnte aus diesem Grund auch als unmoralisch angesehen werden.

Ein bedeutsames Defizit der Strategie der langfristigen Zwischenlagerung hängt mit der Annahme der Stabilität künftiger Gesellschaften und ihrer fortdauernden Fähigkeit zusammen, die nötigen institutionellen Sicherheitsmaßnahmen durchzuführen. Außerdem gibt es eine natürliche Tendenz der Gesellschaft, sich an die Existenz und Nähe von Zwischenlagern zu gewöhnen und die damit verbundenen Risiken zunehmend zu ignorieren. Solche Risiken würden sogar mit der Zeit bei fehlender angemessener Überwachung und Wartung der Zwischenlager steigen und in Zukunft zu möglichen Gesundheits- und Umweltschäden führen. Es gibt viele Beispiele bedrohlicher Umweltsituationen, die sich als Erbe der Vergangenheit darstellen und uns zeigen, dass die Folgen einer Strategie des Abwartens nicht unterschätzt werden sollten (NEA 1995).

Der Wunsch, künftigen Generationen verschiedene Handlungsmöglichkeiten offenzulassen, setzt auch die Fortdauer gegenwärtiger wirtschaftlicher und wissenschaftlicher Möglichkeiten und Fähigkeiten voraus. Sollten gesellschaftliche Unruhen auftreten, Kriege oder andere Ereignisse, die negative Folgen für die wirtschaftlichen und wissenschaftlichen Kapazitäten mit sich bringen, wird die Tatsache, dass bestimmte Optionen offengehalten wurden, genau den gegenteiligen Effekt haben. Als Ergebnis davon wären künftige Generationen nicht länger in der Lage, den Abfall zu warten, so dass die Sicherheit gefährdet und die Handlungsfreiheit eingeschränkt wäre. Zudem würde durch das Verschieben der endgültigen Entscheidung auf künftige Generationen das Verursacherprinzip verletzt werden.

Das entscheidende Argument aber ist, dass Prognosen für die langfristige gesellschaftliche Entwicklung entschieden größere Unsicherheiten in sich tragen als Prognosen für die funktionale Wirk-

samkeit geologischer Barrieren, die als passive Systeme in versiegelten Endlagern wirken. Aus diesen Gründen bietet sich für die langfristige sichere Lagerung radioaktiver Abfälle keine andere realistische Lösung an als die Endlagerung in tiefen geologischen Formationen. Ganz grundsätzlich besteht der Vorteil darin, dass bestimmte Gesteinsformationen nur eine sehr niedrige Durchlässigkeit für Flüssigkeiten aufweisen oder sogar aufgrund ihrer physikalischen und chemischen Eigenschaften im technischen Sinn dicht sind. Zum Teil haben sich ihre Eigenschaften über geologische Zeiträume nicht verändert, so dass sie gefährliche Substanzen für Zeiträume in der Größenordnung von mehr als einer Million Jahren von der Biosphäre isolieren können. Die Voraussetzung ist jedoch die Ermittlung geeigneter Gesteinszonen, etwa mittels eines kriterienfundierten Verfahrens zur Standortfindung.

Abfallentsorgung für die neue Reaktorgeneration (Generation IV)

Was die Reaktorgeneration IV angeht, verspricht die Atomkraftlobby erneut einen geschlossenen „Brennstoffkreislauf“, jedoch nicht nur für Uran und Plutonium, sondern für alle Transurane. Auf diese Weise soll die Isolationsnotwendigkeit für die Endlagerung auf etwa 1000 Jahre reduziert werden. Für diesen neuen Traum sind zwei Elemente unerlässlich:

- sehr effektive Abtrennung der Nuklide aus bestrahlten Brennelementen;
- die Umwandlung der abgetrennten Transurane und anderer Nuklide in Reaktoren.

Deshalb soll ein sogenannter symbiotischer Brennstoffkreislauf mit Schnelle-Neutronen-Reaktoren und neuen Typen von thermischen Reaktoren geschaffen werden.

Es hat den Anschein, als sollte das ein ebensolcher Traum bleiben wie der „Brennstoffkreislauf“, der in den sechziger Jahren des vergangenen Jahrhunderts geplant wurde. Ein gigantischer Park von Wiederaufbereitungsanlagen für die Abtrennung müsste entwickelt und gebaut werden. Alle Probleme mit gasförmigen und flüssigen Abgaben von Radionukliden, mit der Behandlung radioaktiven und/oder chemotoxischen Abfalls, mit Betriebssicherheit und möglicherweise schweren Unglücksfällen und auch mit äußerer Sicherheit und Proliferation sind unermesslich größer als bei der gegen-

wärtigen Wiederaufbereitung. Die Entwicklung schneller Reaktoren ist bis heute an technischen Problemen gescheitert. Es ist kein Grund sichtbar, warum das in Zukunft besser sein sollte. Für die Erforschung und Entwicklung der Abtrennungs- und Umwandlungsprojekte wären viele Milliarden Euro erforderlich. Weil nicht beweisbar ist, dass alle langlebigen Nuklide abgetrennt und umgewandelt werden können, bleibt ein großes Fragezeichen, ob die Anforderungen an den Isolationszeitraum für die Endlagerung auf die angestrebte Zeit verkürzt werden könnten.

Das führt zu dem Schluss, dass es aus Gründen der Technik, der Sicherheit, der Weiterverbreitung von Kernbrennstoffen und der finanziellen Mittel nicht wahrscheinlich ist, dass der „symbiotische Brennstoffkreislauf“ jemals Wirklichkeit werden wird.

Literatur

Quellen

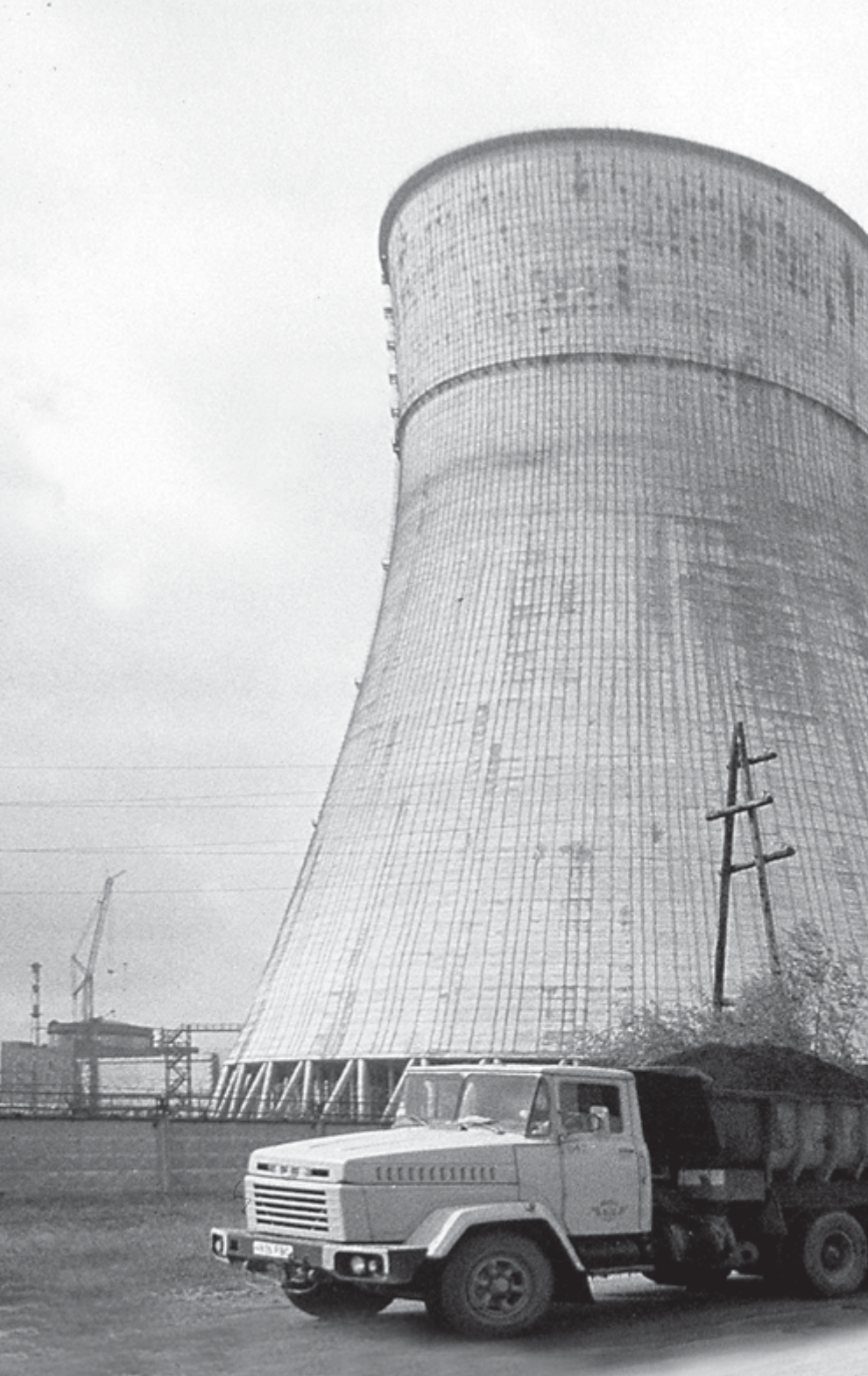
- AKEND (Arbeitskreis Auswahlverfahren Endlagerstandorte) (2002): Site Selection Procedure for Repository Sites – Recommendations of the AkEnd, Final Report, Dezember 2002.
- BFS (Bundesamt für Strahlenschutz) (2004): Grundsätze für die sichere Endlagerung. Bundesamt für Strahlenschutz, Entwurf Nov. 2004.
- BFS (Bundesamt für Strahlenschutz) (2005): Dezentrale Zwischenlagerung – Bausteine zur Entsorgung radioaktiver Abfälle. Bundesamt für Strahlenschutz, Salzgitter.
- Bunn, M. u.a. (2003): The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel. DE-FG26-99FT4028, Cambridge, Massachusetts, Dezember 2003.
- Buser, M. (1997): Which is more stable: a rock formation or a social structure? *NAGRA Bulletin*, No. 30.
- CNE (Commission Nationale D'Evaluation relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs) (2005): Commission Nationale D'Evaluation relative aux recherches sur la gestion des déchets radioactifs. Rapport D'Evaluation N° 11, Juni 2005.
- Diehl, Peter (1995): Uranium Mining in Europe – The Impacts on Man and Environment. *WISE News Communiqué* 439/440 (September, special edition). <http://www.antenna.nl/wise/439-440/cont.html>.
- Diehl, Peter (2004): Re-enrichment of West European Depleted Uranium Tails in Russia. (November) <http://www.wise-uranium.org/pdf/reenru.pdf>.
- EKRA (Expertengruppe Entsorgungskonzepte für radioaktive Abfälle) (2000): Entsorgungskonzepte für radioaktive Abfälle, Schlussbericht vom 31.01.2000. Im Auftrag des Departements für Umwelt, Verkehr, Energie, und Kommunikation.
- ESA (Euratom Supply Agency:) (2005): Annual Report 2004 <http://europa.eu.int/comm/euratom/ar/ar2004.pdf>
- Gruppe Ökologie (1998): Analyse der Entsorgungssituation in der Bundesrepublik Deutschland und Ableitung von Handlungsoptionen unter der Prämisse des Ausstiegs aus der Atomenergie. Im Auftrag der Heinrich Böll Stiftung, Hannover, August 1998
- Gruppe Ökologie (2001): Vergleichende Bewertung von Entsorgungsoptionen für radioaktive Abfälle (Comparative Evaluation of Disposal Options for Radioactive Wastes). Abschlußbericht. Im Auftrag des Projektträgers des BMBF und BMWi für Wassertechnologie und Entsorgung, Förderkennzeichen 02 E 9350.
- Gruppe Ökologie (2005): Wiederaufarbeitung deutscher Brennelemente im Ausland. Im Auftrag von Robin Wood, Hannover, Juni 2005.
- Hirsch, H. und Neumann, W. (2001): Verwundbarkeit von CASTOR-Behältern bei Transport und Lagerung gegenüber terroristischen und kriegerischen Einwirkungen sowie zivilisatorischen Katastrophen. Im Auftrag von Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V., November 2001.

- IAEA (International Atomic Energy Agency) (1995): International Atomic Energy Agency: Regulations for the Safe Transport of Radioactive Materials. Report No. TS-R-1.
- IAEA (International Atomic Energy Agency) (1997): International Atomic Energy Agency: Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and of the Safety of Radioactive Waste Management. Wien.
- IAEA (International Atomic Energy Agency) (2001): Analysis of Uranium Supply to 2050. STI/PUB/1104, ISBN 92-0-100401-X, Wien, Mai 2001. http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/Pub1104_scr.pdf
- IAEA (International Atomic Energy Agency) (2003): Safety and Engineering Aspects of Spent Fuel Storage. 1996 Edition (As amended 2003), Wien.
- ICRP (International Commission of Radiological Protection) (1998): Radiation Protection Recommendations as applied in the Disposal of Long-Lived Solid Radioactive Waste. Publication 81. *Annals of the ICRP*, Vol. 28, No. 4.
- LARGE & ASSOCIATES (2004): Potential Radiological Impact and Consequences Arising from Incidents involving a Consignment of Plutonium Dioxide under Transit from Cogema La Hague to Marcoule/Cadarache. Report Ref-No R3108-A6, prepared for Greenpeace International, März 2004.
- NAGRA (Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle) (2002): Project Opalinus Clay; Safety Report. Demonstration of disposal feasibility for spent fuel, vitrified high-level waste and long-lived intermediate-level waste. Nagra Technical Report NTB 02-05. Nagra, Wettlingen, Schweiz.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (1995): The environmental and Ethical Basis of Geological Disposal of Long-Lived Radioactive Wastes. A Collective Opinion of the Radioactive Waste Management Committee of the OECD Nuclear Energy Agency.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2001): Reversibility and Retrievability in Geologic Disposal of Radioactive Waste – Reflections at the International Level.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2004): Stepwise Approach to Decision Making for Long-term Radioactive Waste Management – Experiences, Issues and Guiding Principles. NEA-Report No. 4429.
- NEA (Nuclear Energy Agency) (2004): Uranium 2003: Resources, Production and Demand, OECD Nuclear Energy Agency / International Atomic Energy Agency, Paris 2004. <http://www.oecdbookshop.org/>
- NERAC (U.S. DOE Nuclear Energy Research Advisory Committee) (2002): A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems. Dezember 2002. <http://www.ne.doe.gov/nerac/FinalRoadmapforNERACReview.pdf>
- Öko-Institut (2000): Ermittlung der möglichen Strahlenexpositionen der Bevölkerung aufgrund der Emissionen der Wiederaufarbeitungsanlagen in Sellafield und La Hague. Im Auftrag des Bundesamtes für Strahlenschutz, Februar 2000.
- Schwibach, J. (1967): Research on the permanent disposal of radioactive wastes in salt formations in the Federal Republic of Germany. In: IAEA (1967): Publication STI/PUB/156, S. 465-477.

- STRLSCHVO (Strahlenschutzverordnung) (2001): Verordnung über den Schutz vor Schäden durch ionisierende Strahlung in der Fassung der Bekanntmachung vom 20. Juli 2001. BGBl I, S. 1714.
- WISE (2003): The Unbearable Risk – Proliferation, terrorist threats and the plutonium industry. Report prepared for „The Greens/Europeann Free Alliance“ in the European Parliament, Y. Marignac and X. Coeytaux, Juni 2003.
- WNA (World Nuclear Association) (2005) World Nuclear Association homepage <http://www.world-nuclear.org/>
- WUP (WISE Uranium Project) (2005): WISE Uranium Project homepage <http://www.wise-uranium.org/>
- Zeriffi, H., Makhijani, A. (2000): Nuclear Alchemy Gamble: An Assessment of Transmutation as a Nuclear Waste Management Strategy. Prepared for the Institute for Energy and Environmental Research, Mai 2000. www.ieer.org/reports/transm/

Weiterführende Literatur (Geschichte des Uranabbaus)

- Amundson, Michael A. (2002): Yellowcake Towns – Uranium Mining Communities in the American West. University Press of Colorado.
- Ball, Howard (1993): Cancer factories – America’s tragic quest for uranium self-sufficiency. *Contributions in Medical Studies* 37. Connecticut: Greenwood Press.
- Beleites, Michael (1992): Altlast Wismut – Ausnahmezustand, Umweltkatastrophe und das Sanierungsproblem im deutschen Uranbergbau. Frankfurt a.M.: Brandes & Apsel Verlag. <http://www.wise-uranium.org/uwispb.html>.
- Beleites, Michael (1988): Pechblende – der Uranbergbau in der DDR und die Folgen. Wittenberg. <http://www.wise-uranium.org/uwispb.html>.
- Eichstaedt, Peter H. (1994): If you poison us: uranium and Native Americans. Santa Fe: Red Crane Books.
- Karlsch, Rainer, und Harm Schröter (Hg.) (1996): „Strahlende Vergangenheit“ – Studien zur Geschichte des Uranbergbaus der Wismut. St. Katharinen: Scripta Mercaturae Verlag.
- Karlsch, Rainer, und Zbynek Zeman (2002): Urangeheimnisse. Das Erzgebirge im Brennpunkt der Weltpolitik 1933–1960. Berlin: Ch. Links Verlag.



KAPITEL 4

ATOMENERGIE UND PROLIFERATION

Von Otfried Nassauer



Atomkraftwerk Rovno (ukrainisch Rivne) in der Ukraine. Hier wird mit europäischen Fördermitteln ein 2. Reaktorblock gebaut (K2R4). Links der neue Kühlturm.
© Thomas Einberger/argum/Greenpeace

1 Einleitung

Jeder zivile Atomenergiekreislauf und einige seiner Elemente ganz besonders konfrontieren die Welt mit bestimmten Sicherheitsrisiken. Atomtechnologie, das entsprechende Wissen und nukleares Material können weitergegeben werden. Nuklearexperten können reisen oder auswandern. Das ist seit Jahrzehnten bekannt, und die Geschichte liefert genug Beispiele. Allein die Existenz einer Vielzahl besonderer Vorsichtsmaßnahmen wie Non-Proliferationspolitik, besondere Exportkontrollen, Durchleuchtung von Personen und Verlässlichkeitstests für Mitarbeiter sind ein zusätzlicher Beweis dafür, dass die Gefahren der Proliferation real sind.

Während des Kalten Krieges richtete sich die Sorge wegen Proliferation vor allem auf Staaten, die an Material, Technologie oder Wissen für Nuklearwaffen herankommen wollten. In den sechziger und den frühen siebziger Jahren gehörten Deutschland, Indien, Israel, Japan und Schweden zu den Ländern, die unter Beobachtung standen. Mitte der siebziger und Anfang der achtziger Jahre zählten Argentinien, Brasilien, Ägypten, Indien, Iran, Irak, Pakistan, Südkorea, Taiwan und Südafrika zu den Ländern, die Grund zur Besorgnis gaben. Seit den neunziger Jahren stehen der Irak, Iran, Pakistan und Nordkorea ganz oben auf der Liste. Beinahe alle Nichtatommächte, die nukleare Forschung für kurz- oder langfristige Energieprogramme betreiben oder damit anfangen, sind in Bezug auf ihre nuklearen Absichten durchleuchtet worden.

Dennoch blieb bis zum Ende des Kalten Krieges die Zahl der Länder, die tatsächlich über Atomwaffen verfügen, bemerkenswert klein: Neben den ständigen Mitgliedern des UN-Sicherheitsrates haben nur Israel, Indien und Südafrika die Bombe gebaut. Non-Proliferationsmaßnahmen wie etwa der nukleare Non-Proliferation Treaty (NPT), nukleare Schutzmaßnahmen durch die Internationale Atomenergiebehörde (IAEA) und multilaterale wie nationale Technologie- und Exportkontrollen in Kombination mit der Selbstbeschränkung der Nichtnuklearländer sowie Sicherheitsgarantien durch Atommächte und/oder diplomatische Zwangsmaßnahmen haben dazu beigetragen, die Zahl überschaubar zu halten.

Darüber hinaus hat Südafrika nach dem Ende der Apartheid sein nukleares Arsenal vernichtet. Weißrussland, Kasachstan und die Ukraine haben eingewilligt, ihre von der sich auflösenden Sowjetunion geerbten Atomwaffen aufzugeben. Für einen kurzen historischen Moment, Anfang und Mitte der neunziger Jahre, gab es

sogar eine gewisse Hoffnung, dass nukleare Abrüstung und nukleare Non-Proliferation insgesamt die Welt von der Bedrohung durch atomare Vernichtung befreien würde.

Heute sieht die Situation anders aus. Proliferation steht erneut an der Spitze der Gefahrenliste für die internationale Sicherheit. Einige Faktoren haben zu dieser Entwicklung beigetragen. Die Atomstaaten haben ihre nuklearen Lager nicht so schnell reduziert, wie es viele atomwaffenfreie Staaten nach dem Ende des Kalten Krieges erwartet hatten. Einige Atommächte sprachen wiederholt von der Notwendigkeit atomarer Modernisierung. Die Auflösung der Sowjetunion und Russlands Schwäche im Anschluss daran riefen ernsthafte Besorgnis über die Fähigkeit der Nachfolgestaaten hervor, ihre Atomwaffen, das nukleare Material, die Technologie und das Wissen zu sichern. Nach dem Golfkrieg 1991 deckten internationale Inspektoren ein geheimes irakisches Nuklearwaffenprogramm auf, das bis dahin nicht bekannt war und das trotz aller Non-Proliferationsmaßnahmen existierte. 1998 überraschten sowohl Indien als auch Pakistan die Welt mit Atomwaffentests. Pakistan musste mit auf die Liste der Staaten gesetzt werden, die über Atomwaffen verfügen. Schließlich wurde Nordkorea, nach einer mehr als zehn Jahre schwelenden Krise, der erste nichtatomare Staat, der den NPT verließ und erklärte, er verfüge über Atomwaffen.

Seit dem 11. September 2001 ist die öffentliche Aufmerksamkeit für die Risiken der Proliferation schnell gewachsen. Eine ganz neue Gruppe von Akteuren und Nutznießern der Proliferation musste dem Gesamtbild hinzugefügt werden: transnationale nichtstaatliche Akteure wie Terroristen, Angehörige des organisierten Verbrechens, religiöse Extremisten und transnationale Gesellschaften. Während manche Fachleute diese Akteure schon seit vielen Jahren im Visier hatten, machten sich Politiker und die breitere Öffentlichkeit erst im Nachklang der Terrorattacken von New York und Washington Gedanken über das Thema. Was wäre, wenn Terroristen bei künftigen Terrorattakken eine Atombombe oder eine schmutzige Bombe aus radioaktivem Material und herkömmlichen Sprengstoffen einsetzen würden?

Tatsächlich war ein Teil dieser neuen Aufmerksamkeit auf Politiker, Think Tanks und Industrien in den Vereinigten Staaten und anderswo zurückzuführen, die schnell versuchten, die Bedrohung durch den Terrorismus – speziell den Terrorismus durch Massenvernichtungswaffen – zu nutzen, um die eigenen Produkte, Dienst-

leistungen und Interessen besser verkaufen und durchsetzen zu können. Sie hofften auf einen erheblichen Zufluss von Steuergeldern in ihre jeweiligen Budgets oder ihre politischen Einflussbereiche. Aber ein übertriebener und interessengesteuerter Hype kann nicht als Beleg dafür dienen, dass das Problem an sich nur eine „Seifenblase“ ist. Transnationale nichtstaatliche Akteure wie Terroristen könnten in der Tat versuchen, Zugang zu nuklearem Material, zu Technologie und Wissen zu erlangen. Falls diese Gruppen tatsächlich planten, schmutzige, primitive oder sogar hochwertige Nuklearsprengstoffkörper zu bauen, schafft allein die Möglichkeit, dass sie Erfolg haben könnten, ein Problem, das ernst genug ist, um präventive Maßnahmen zu ergreifen. Heute lautet die „Eine-Milliard-Dollar-Frage“, bis zu welchem Ausmaß dieses allgemeine Risiko bereits eine konkrete oder gar akute Bedrohung geworden ist. Darauf kann jedoch niemand eine wirklich verlässliche Antwort geben.

Da die Proliferation an die Spitze der Agenda zur internationalen Sicherheit zurückgekehrt ist, gewinnen auch die Proliferationsrisiken, die aus allen möglichen Arten von Nuklearprogrammen erwachsen, wieder zusätzliche Aufmerksamkeit. Die gegenwärtige Diskussion über das iranische Nuklearprogramm ist ein gutes Beispiel. Man misstraut dem iranischen Programm nicht nur, weil Iran Nukleartechnologie geheim eingeführt und einige seiner Verpflichtungen als nicht-nukleares Mitglied des NPT bezüglich der Sicherheitsregeln der IAEA verletzt hat, sondern auch aufgrund der Erfahrungen, die mit dem Irak und Nordkorea gemacht wurden. Das irakische Beispiel hatte deutlich gemacht, dass ein Land ein militärisches Atomprogramm vorantreiben und vor den Kontrollen durch die IAEA verbergen kann. Auch Nordkorea könnte Nuklearwaffen auf dem Weg eines „zivilen“ Nuklearprogramms erhalten haben, trotz der Maßnahmen zur Non-Proliferation. Obwohl Nordkorea sich massivem internationalen Verdacht wie auch Sanktionen ausgesetzt sah, war das Land so erfolgreich, dass es an die Entwicklung von Atomwaffen nah genug herankam und den Rückzug aus dem NPT riskieren konnte. Heute sind viele Länder darauf bedacht, Iran daran zu hindern, eine Art zweites Nordkorea zu werden. Selbst wenn das iranische Nuklearprogramm und die Absichten des Landes rein ziviler Natur wären, wie Teheran behauptet, würde man Iran misstrauen. „Nach Nordkorea“ werden alle zivilen Nuklearprogramme, die aus mehr bestehen als Leichtwasser- und Leichtwasser-

forschungsreaktoren, vermutlich mit sehr viel größerer Skepsis betrachtet als vorher. Iran ist nur das erste Land, das mit diesem sich neu entwickelnden Non-Proliferationsklima konfrontiert wird. Andere werden wohl folgen.

Dieses Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die Proliferationsrisiken, die mit der zivilen Nutzung der Atomenergie verbunden sind. Es untersucht die wichtigsten Elemente des Energiezirkels und ihres Potentials, eine Rolle in der Proliferation zu spielen. Es wirft einen Blick auf die staatlichen wie nichtstaatlichen Akteure und ihre Fähigkeit, die Proliferationsrisiken ziviler nuklearer Einrichtungen zu nutzen, um Zugang zu nuklearem Material, nuklearer Technologie und nuklearem Wissen zu bekommen. Die wichtigsten existierenden und geplanten Non-Proliferationsmaßnahmen werden kurz vorgestellt. Schließlich soll ein Ausblick in die Zukunft gewagt werden. Was sind die Aussichten für die zivile Nutzung der Atomenergie und welche Implikationen für künftige Proliferationsrisiken lassen sich vorhersagen?

2 Zivile Atomanlagen – ein kurzer Überblick

Nach Angaben der IAEA betreiben Ende 2005 30 Länder 443 kommerzielle Atomkraftanlagen.¹ Sie stellen weniger als 5 Prozent des gesamten Weltenergieverbrauchs zur Verfügung, aber etwa 16 Prozent der genutzten Elektrizität in der Welt. Die große Mehrheit aller kommerziellen Atomreaktoren wird von Ländern in der industrialisierten Welt betrieben. Die Vereinigten Staaten betreiben 104 Reaktoren, Frankreich 59, Japan 55, Russland 31 und Großbritannien 23. Deutschland betreibt 18 Reaktoren, Kanada 17 und die Ukraine 15. Eine wachsende Zahl von Atomkraftanlagen wird durch sich entwickelnde und sich industrialisierende Länder betrieben. Südkorea hat 20 Atomkraftanlagen, Indien 15, China 9, Argentinien, Mexiko, Pakistan und Südafrika betreiben je 2 Anlagen. Iran hat angekündigt, 2 Reaktoren bauen zu wollen. Die Mehrzahl der Reaktoren sind Druckwasserreaktoren (214), Schwerwasserreaktoren (40), Siedewasserreaktoren (89) und russische WWERs (53). Die Mehrheit der Atomkraftanlagen nutzt niedrig angereichertes Uran (Low Enriched

1 In diesem Kapitel werden Zahlen der IAEA benutzt. Sie sind in verschiedenen Publikationen der IAEA enthalten und in Online-Datenbanken, die nicht vollständig konsistent sind. Diese Datenbanken können unter den Links eingesehen werden, die man unter <http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html> erreicht.

Uranium/LEU), das 2 bis 5 Prozent U-235 als Antriebskraft enthält. Einige Anlagen, wie die graphitwassermoderierten oder die Schwerwasserreaktoren, nutzen natürliches Uran. Bis heute sind nur sehr wenige davon Schnelle Brüter.

Die meisten Länder, die Nuklearanlagen betreiben, arbeiten nicht mit einem geschlossenen oder einem gänzlich offenen Brennstoffkreislauf.² Einige jedoch arbeiten so, insbesondere Länder, die ein Atomwaffenprogramm haben (oder hatten) oder aber die Fähigkeit oder die Absicht, ein solches zu entwickeln.

Das Uran, das in diesen Reaktoren als Brennstoff genutzt wird, kommt hauptsächlich aus zwei Quellen. Etwas mehr als 50 Prozent stammt aus Uranminen, die es gegenwärtig in 19 Ländern gibt und die zwischen 40.000 und 50.000 Tonnen natürliches Uran pro Jahr fördern. Die größten Lieferländer sind Kanada und Australien, die zusammen mehr als 50 Prozent des neu geförderten Urans liefern. Weitere große Lieferanten sind Kasachstan, Niger, Russland, Namibia und Usbekistan. Iran ist seit kurzem das jüngste Land, das Uran fördert. 2003 kamen 46 Prozent der weltweiten Uranversorgung für zivile Nuklearreaktoren aus sekundären Quellen wie der Wiederanreicherung genutzten Urans, der Wiederaufbereitung von Brennstoff und der Herabstufung („downgrading“) hoch angereicherten Urans (Highly Enriched Uranium/HEU). Man weiß nicht, ob ein so hoher Anteil sekundärer Bezugsquellen lange aufrechterhalten werden kann. Die IAEA erwartet, dass der Bedarf an neuem Uran oder alternativen Brennstoffkreisläufen nach 2015 ansteigen wird. Die OECD, die einen Anstieg des Bedarfs für neu gefördertes Uran ab 2020 erwartet, listet insgesamt 43 Länder auf, die über verwertbare Uranressourcen verfügen. In einer ganzen Reihe zusätzlicher Länder werden Untersuchungen über die Möglichkeiten des Uranabbaus durchgeführt.

Die Anreicherung von Uran gelingt durch verschiedene Technologien, darunter gasförmige Diffusion, Gaszentrifugen, elektromagnetische Separation von Isotopen und Düsenstutzen oder aerodyna-

2 Nach den Kriterien dieses Papiers ist ein geschlossener Brennstoffkreislauf ein Zyklus, in dem nuklearer Treibstoff aus natürlichem Uran hergestellt werden kann, der in einen Reaktor eingespeist, wiederaufbereitet und wieder in Brennstoff verwandelt wird. Ein offener Brennstoffkreislauf wird hier als Kreislauf verstanden, der einmal durchläuft. Der gebrauchte nukleare Brennstoff wird nicht wiederaufbereitet, sondern gelagert.

mische Separation.³ Die fünf traditionellen Atommächte betreiben Anreicherungsanlagen für kommerzielle Zwecke und haben solche Anlagen auch für militärische Zwecke betrieben.⁴ Das letztere trifft auch auf Pakistan zu.⁵ Argentinien, Deutschland, die Niederlande, Japan und Südafrika betreiben kommerzielle Anreicherungsanlagen. Laborforschung sowie Versuchs- oder kleinere Anlagen für den Bedarfsfall gibt es in einer Reihe anderer Staaten wie Australien, Brasilien, Südkorea, und – erst seit kurzem und offiziell bestritten – in Iran. Nordkorea steht im Verdacht, ein militärisches Programm der Anreicherung zu haben.⁶

Wenn Brennstoff einmal in Reaktoren verarbeitet wurde, kann er in kommerziell betriebenen Anlagen in Großbritannien, Frankreich, Russland und bald in einer großen Anlage in Japan wiederaufbereitet werden.⁷ Japan wird bald der erste atomwaffenfreie Staat sein, der eine kommerzielle Wiederaufbereitungsanlage betreiben wird. Militärische Wiederaufbereitungsanlagen, die für Nuklearwaffen Plutonium abspalten, gibt es in anderen Ländern, wie etwa in den Atomwaffenstaaten Israel, Pakistan und Nordkorea. Einige Länder, die zivile Atomkraftanlagen betreiben, Deutschland etwa und die Niederlande, schicken ihre verbrauchten Brennstäbe zur Wiederaufbereitung in kommerzielle Anlagen außerhalb ihrer Landesgrenzen. Das Reaktorplutonium, das dort abgesondert wird, wird entweder zurückgeschickt oder (anderswo) umgewandelt in „mixed oxide fuel“ (MOX). Dieser Brennstoff kann ebenfalls gelagert werden.

3 Es sind noch einige andere Technologien entwickelt worden, wie Isotopenseparation durch Laser, die jedoch nicht kommerziell eingesetzt wurden.

4 China, Frankreich, Großbritannien, Russland und die Vereinigten Staaten behaupten öffentlich, nicht länger Uran für militärische Zwecke anzureichern.

5 Indien und Israel haben Versuchsprogramme zur Anreicherung aufgelegt; ihre Nuklearwaffen sind jedoch auf Plutoniumbasis gebaut.

6 Angaben zu Urananreicherungsanlagen und zu ihrem Status sind schwer zu finden und zu harmonisieren. Für den Autor ist die beste zugängliche Datensammlung: Makhijani und Smith 2004. Da Anreicherungsanlagen für Atomwaffenprogramme eine gewisse Bedeutung haben, könnten zusätzlich geheime Anlagen existieren.

7 Japans neue Wiederaufbereitungsanlage in Rokasho-mura soll im Juli 2006 in Betrieb gehen. Sie wird Kapazitäten für die Wiederaufbereitung von 800 Tonnen Brennstoff jährlich haben. Um dem Risiko der Proliferation entgegenzuwirken, wird das separierte Plutonium in derselben Anlage zu MOX umgewandelt.

Abgetrenntes Reaktorplutonium wird von einer Reihe entwickelter Länder entweder auf eigenem Staatsgebiet und/oder auf dem anderer Länder gelagert, die für sie Brennstoff wiederaufbereiten. Die Lager in nicht-nuklearen Ländern unterliegen Sicherheitsmaßnahmen, wie auch die Anlagen für die Produktion von MOX. Die Lagerung in Wiederaufbereitungsanlagen in Nuklearstaaten fällt nur dann unter Sicherheitsmaßnahmen, wenn das Land diesen Maßnahmen ausdrücklich zustimmt. Die meisten Entwicklungsländer, die Atomkraftanlagen betreiben, nehmen keine Wiederaufbereitung von Brennstoff vor. Stattdessen werden die Brennstäbe in Langzeitlagern gelagert oder in die Lieferländer zurückgeschickt. Verbrauchte Brennstäbe sind für einen Großteil des Reaktorplutoniums verantwortlich, das es derzeit gibt. Ohne Entscheidung darüber, was mit hoch radioaktivem Müll endgültig geschehen soll, ist es schwer zu beurteilen, ob daraus längerfristig Proliferationsrisiken resultieren werden.

Belgien, Frankreich und Großbritannien zählen zu den Ländern, die MOX-Brennstoff produzieren können. Einerseits erlaubt die Produktion von MOX die Reduzierung von Lagern für separiertes Reaktor- oder militärisches Plutonium, andererseits wird sie kritisiert, weil so zusätzliches Plutonium in den Brennstoffkreislauf eingespeist wird. Einige Länder nutzen MOX, um ihre Reaktorplutoniumlager abzubauen oder planen dieses Vorgehen. Dazu zählen Belgien, Frankreich, Deutschland, Schweden und die Schweiz. Indien und vielleicht auch China denken in diese Richtung. Japan hat vor, MOX-getriebene Schnelle Brüter zu betreiben. Deutschland hatte einst eine MOX-Produktion im großen Ausmaß geplant, hat aber seitdem sowohl die Pilotanlagen als auch die kommerziellen zur MOX-Produktion stillgelegt.⁸

HEU-Brennstoff wird gegenwärtig in mehr als 130 Forschungsreaktoren von weltweit insgesamt 270 genutzt. Forschungsreaktoren gibt es in 69 Ländern. HEU-Brennstoff steht im Zentrum der Befürchtungen bezüglich Proliferation, weil er relativ leicht bei niedrigem Risiko zu handhaben ist. Vom verbrauchten Brennstoff aus Forschungsreaktoren ist etwa ein Drittel HEU. Erhebliche Mengen lagern noch immer in stillgelegten Reaktoren. Weniger als die Hälfte der 382 stillgelegten Reaktoren ist vollständig zerstört worden.

8 Versuche, die MOX-Produktions-Technologie zunächst nach Russland, später nach China zu exportieren, trafen auf heftigen öffentlichen Widerstand und wurden schließlich aufgegeben.

Die gefahrenträchtigsten Elemente ziviler Nuklearbrennstoffzyklen im Hinblick auf die Proliferation sind folgende:

- Technologien und Anlagen zur Anreicherung von Uran;
- HEU-Brennstoff für Forschungsreaktoren;
- Forschungsreaktoren und Atomkraftwerke, die Plutonium herstellen können;
- Wiederaufbereitungsanlagen, die die Separation von Plutonium möglich machen, sowie die Technologie, die in solchen Anlagen eingesetzt wird;
- Lager für separiertes Plutonium;
- Forschungs- und Produktionsanlagen für die Herstellung bestimmter anderer für Nuklearwaffen geeigneter Materialien, wie etwa Tritium oder Polonium-210.

3 Proliferationsrisiken

Es können zwei unterschiedliche Gruppen allgemeiner Proliferationsrisiken unterschieden werden, die den zivilen nuklearen Brennstoffkreisläufen inhärent sind. Die erste Gruppe beinhaltet Risiken, die aus einem Kontrollverlust innerhalb eines legitimen zivilen Atomprogramms resultieren. Nuklearmaterialien, Nukleartechnologie oder Wissen kann gestohlen und ins Ausland transferiert werden, um ein Atomwaffenprogramm in einem anderen Land zu unterstützen. Abdul Q. Kahns Diebstahl der Urananreicherungstechnologie durch Zentrifugen im Jahr 1974 bei URENCO (Uranium Enrichment Company) in den Niederlanden ist ein Beispiel. Seine Netzwerkaktivitäten, um Iran, Libyen und Nordkorea mit nuklearem Wissen, mit Technologie und Ausrüstung zu versorgen, zeigen, dass ein Empfängerland von Proliferation selbst zum Proliferator werden kann.⁹ Nicht nur nukleares Material, Technologie und technologi-

⁹ Aus einer anderen Perspektive wirft Khans Fall jedoch mehr neue Fragen auf, als alte zu beantworten. Nach seinem „Geständnis“ begnadigte die pakistanische Regierung Khan umgehend und hat seitdem ausländische Experten (z. B. aus den USA oder von der IAEA) daran gehindert, ihn zu befragen. Auch vorher scheint Khan einflussreiche Protektion gehabt zu haben. Ein führender Geheimdienstmitarbeiter der USA, der sich mit Khan befasste, wurde von seiner Aufgabe entbunden, nachdem er zwingende Aktionen gegen Khan verlangt hatte. Als die Niederlande Khan während seiner Reisen in den siebziger und achtziger Jahren festnehmen wollten, forderte der CIA die niederländische Regierung auf, das nicht zu tun. Im Jahr 2005 zeigt die Khan-Affäre einige spezielle Zwischenresultate: Libyen wurde über Nacht

sches Wissen kann „wandern“, sondern auch ausgebildetes Personal („brain drain“). Diese Risiken können unabhängig voneinander wirksam werden oder auch gleichzeitig auftreten.

Die zweite Kategorie der Proliferationsrisiken enthält dieselben Grundelemente: nukleares Material, Nukleartechnologie, Wissen und Nuklearspezialisten. In dieser Kategorie wird jedoch ein ziviles Nuklearprogramm dazu benutzt, ein Nuklearwaffenprogramm zu unterstützen oder es wird in ein solches verwandelt. Ein Staat entscheidet sich, von der militärischen Nuklearkoption Gebrauch zu machen und nutzt sowohl seine eigenen wie auch seine ausländischen Versorgungsquellen dafür, um erfolgreich zu sein.

Um Nuklearwaffenkapazitäten zu entwickeln, können sowohl staatliche wie nichtstaatliche Akteure zwei verschiedene Wege gehen. Sie können versuchen, eine auf Uran und Plutonium basierende Waffe zu bauen. In beiden Fällen brauchen sie erhebliche Mengen spaltbaren Materials. Die IAEA sieht 25 kg hochangereicherter Urans (HEU, das 90 Prozent und mehr U-235 enthält) oder 8 kg Plutonium-239 als das Minimum an, mit dem eine einfache, aber funktionierende Atomwaffe gebaut werden kann.¹⁰

HEU kann in verschiedenen Typen von Anreicherungsanlagen hergestellt werden. Inzwischen ist die Zentrifugenanreicherung die am meisten verbreitete Methode, um eine Urananreicherung durchzuführen. Plutonium ist ein Nebenprodukt der Bestrahlung nuklearen Brennstoffs in verschiedenen Reaktortypen. Abhängig vom Reaktortyp und der Zeit, in der der Brennstoff bestrahlt wird, können unterschiedliche Mengen waffenfähigen Plutoniums 239 und/oder Reaktorplutoniums 240 produziert werden. Das Plutonium muss vom bestrahlten Reaktorbrandstoff in chemischen Wiederaufbereitungsanlagen getrennt werden, bevor es für den Bau einer Atomwaffe verwendet werden kann.

wieder respektiertes Mitglied der internationalen Gemeinschaft, weil es seine Massenvernichtungsprogramme aufgegeben hat. Jedoch waren Libyens Nuklearprogramme, die hauptsächlich oder sogar ganz auf den Lieferungen durch Khan beruhten, eine große Überraschung selbst für Experten, die scharfe Kritiker von Ghaddafi waren. Gleichzeitig rief Khans Geständnis, dass er Iran und Nordkorea mit Anreicherungstechnologie beliefert habe, massiven Verdacht gegen beide Länder hervor.

10 Alle Experten sind sich jedoch einig, dass diese Menge viel zu hoch gegriffen ist, wenn ein Akteur Zugang hat zur Technologie für den Bau eines entwickelten nuklearen Sprengkörpers.

Programme zum Bau von Atomwaffen oder zur Erschließung von Optionen dafür können in zwei Kategorien eingeteilt werden. Zum einen gibt es die Nuklearprogramme, die von Beginn an militärische Zwecke verfolgten. Das trifft auf die Vereinigten Staaten, Großbritannien, die Sowjetunion und China zu. Zweitens gibt es Programme, die offiziell als zivile Programme begonnen wurden und bei denen der militärische Aspekt entweder von Beginn an oder später eine geheime Ergänzung war. Bei vielen dieser Programme ist es schwer zu entscheiden, ob die militärische Option dem zivilen Programm von Anfang an eingeschrieben war. Zu den Ländern, die ihre Nuklearprogramme offiziell als zivile begonnen haben, gehören Frankreich, Indien, Israel, Nordkorea und Südafrika.

Eine zweite Unterscheidung kann zwischen den Ländern gemacht werden, die Nuklearwaffen auf dem Weg des Urans und/oder dem Plutoniumweg anstreben. Länder, die Nuklearwaffen auf beiden Wegen gebaut haben, sind die Vereinigten Staaten, die Sowjetunion, Großbritannien, China und Pakistan. Länder, die nur den Weg des Plutoniums beschritten haben, um erfolgreich ihre ersten Atomwaffen zu bauen, sind zum Beispiel Israel, Indien und möglicherweise Nordkorea. Das einzige Land, das erfolgreich Uran nutzte, um seine erste Atomwaffe zu bauen, war Südafrika.

Abhängig davon, auf welche Art und Weise Länder die Fähigkeit zum Bau von Nuklearwaffen anstreben, werden sie ihren Bedarf an einem einheimischen Brennstoffkreislauf einschätzen. Ein Land, das eine auf Uran basierende Waffe bauen will, wird eine Anreicherungsanlage brauchen, jedoch nicht notwendigerweise eine Wiederaufbereitungsanlage und eine Anlage, um Plutonium separieren zu können. Es wird auch nicht unbedingt nach bestimmten Reaktortypen Ausschau halten, wie etwa Schwerwasserreaktoren, die für die Produktion waffenfähigen Plutoniums besser geeignet sind. Im Gegensatz dazu werden Länder, die eine Plutoniumwaffe bauen wollen, eher nach solchen Reaktoren und einer Wiederaufbereitungsmöglichkeit suchen, während sie gleichzeitig nicht unbedingt eine Uranumwandlungs- oder Urananreicherungsanlage haben wollen. Auf diese Art und Weise können Länder, die nur auf einem der beiden Wege die Nuklearwaffenfähigkeit herstellen wollen, sich theoretisch auf einen offenen Brennstoffkreislauf beschränken, während Länder, die beide Optionen offen halten möchten, mit allen Elementen eines geschlossenen Brennstoffkreislaufs arbeiten werden.¹¹ In der Vergangenheit haben viele Länder versucht, sich beide Wege

offenzuhalten und deshalb einen Anspruch angemeldet, mit einem geschlossenen Brennstoffkreislauf zu arbeiten.

3.1 Risiken durch staatliche Akteure

Nicht lange, nachdem die Vereinigten Staaten das „Atomkraft-für-den-Frieden“-Programm zur nuklearen Zusammenarbeit auf zivilem Gebiet gestartet hatten, wurden Befürchtungen über die „Verbreitung“ von Nukleartechnologie und das daraus resultierende Risiko laut, dass zu viele Länder Nuklearwaffen haben würden. 1963 schätzte der damalige US-Verteidigungsminister Robert McNamara, dass elf zusätzliche Staaten innerhalb eines Jahrzehnts an Atomwaffen gelangen würden und viele weitere später. Als später in den sechziger Jahren der Non-Proliferation Treaty verhandelt wurde, war ein Argument für diesen Vertrag die Notwendigkeit, eine Welt mit zwanzig oder dreißig Atommächten zu verhindern. Um die Risiken nuklearer Proliferation einzuschätzen, ist es sinnvoll, sich einen Überblick in Bezug auf in der Vergangenheit erfolgreiche Atomwaffenprogramme zu verschaffen.¹²

Israels erfolgreiches Waffenprogramm beruhte auf einem Plutonium-Produktionsreaktor und einer Wiederaufbereitungsanlage, die vorgeblich zu friedlichen Zwecken von Frankreich ohne Sicherheitsbedingungen und unter hoher Geheimhaltung geliefert wurde. Norwegen hatte für friedliche Zwecke schweres Wasser geliefert. Das Uran kam den Berichten zufolge aus Argentinien, Niger, Südafrika und anderen Ländern. Ungefähr 200 Tonnen sollten von einem belgischen Schiff kommen, von dem es 1968 verschwand, als das Schiff sich auf See befand. Bemerkenswerterweise ist Israel das einzige Land, von dem bekannt ist, dass die Versorgung mit Uran ein größeres Problem war.

11 Diese Anlagen für den Brennstoffkreislauf müssen nicht unbedingt „kommerzielles Format“ haben. Wenn die Zeit da ist, kann ein Forschungsreaktor genug Plutonium für Nuklearwaffen produzieren, wie der Fall von Indiens erstem Atomsprengstoff beweist. Ähnlich kann die Anreicherung durch Versuchsanlagen oder Wiederaufbereitungsanlagen ausreichend sein.

12 Von diesem Rückblick sind die fünf Atomwaffenmächte ausgeschlossen. Um genauere Informationen über nationale Nuklearprogramme zu bekommen, siehe <http://www.globalsecurity.org/wmd/world/index.html>

und http://www.nti.org/e_research/profiles/index.html

Indien produzierte das Plutonium für seine „friedliche Atomexplosion“ von 1974 in einem in Kanada entworfenen Forschungsreaktor, der 1956 ohne weitere Sicherheitseinschränkungen zur Verfügung gestellt wurde. Indiens Wiederaufbereitungstechnologie basiert auf der PUREX-Technologie aus den USA, freigegeben im Rahmen des „Atomkraft-für-den-Frieden“-Programms und durchgeführt in einer Anlage, die teilweise von einer US-Firma entworfen wurde. Indiens schweres Wasser kam anfangs ebenfalls aus den USA, während zusätzliche Mengen geheim aus Norwegen und anderen Ländern bezogen wurden. Indiens Nuklearenergie- und Nuklearwaffenprogramm sind nicht immer synchronisiert gewesen.

Südafrika hatte ursprünglich ein ziviles Nuklearprogramm, dem später ein militärisches hinzugefügt wurde. Von der Technologie war vieles einheimischer Herkunft, mit essentieller geheimer Hilfe aus dem Ausland, besonders aus der Bundesrepublik Deutschland. HEU-Anreicherung in Südafrika beruhte auf einer deutschen Technologie („Becker nozzle“), die offiziell für das zivile Nuklearenergieprogramm zur Verfügung gestellt wurde. Das südafrikanische Atomprogramm führte zu einer Atomwaffe auf Uranbasis.

Pakistan arbeitete mit Erfolg an Uranwaffen, nachdem es vergeblich versucht hatte, eine Wiederaufbereitungsanlage aus Frankreich zu beziehen. Die Zentrifugentechnologie zur Anreicherung war aus den Niederlanden gestohlen worden, wo Abdul Q. Khan, der Vater der pakistanischen Bombe, für die URENCO-Anreicherungsanlage in Almelo gearbeitet hatte. Außerdem bezog Pakistan heimlich Nukleartechnologie aus China, die vermutlich Pläne für den Bau von Atomwaffen einschloss. Man glaubt, dass Pakistan auch Plutonium in einem nicht den Sicherheitsklauseln unterliegenden, aus China gelieferten Reaktor gewonnen und dass es möglicherweise im Jahr 1998 eine Waffe auf Plutoniumgrundlage getestet hat.

Nordkorea hat seit Anfang 2005 behauptet, Nuklearwaffen gebaut zu haben. Zwei Jahre zuvor, im Jahr 2003, wurde es das erste und vor-

13 Der wahre nukleare Status von Nordkorea ist unbekannt. In der zweiten Hälfte der neunziger Jahre schätzten einige westliche Geheimdienste, dass Nordkorea über ein oder zwei Atomwaffen verfügen könnte. Diese Einschätzung beruhte auf der Menge waffenfähigen nuklearen Materials, dass Nordkorea rein theoretisch produziert haben könnte. Inzwischen wird auf

erst einzige Land, dass sich aus dem NPT zurückzog.¹³ Das Nuklearprogramm des Landes datiert zurück bis in die fünfziger Jahre, als Nordkorea mit der Sowjetunion zusammenarbeitete und von dort den ersten kleinen Forschungsreaktor und in den sechziger Jahren zusätzliche Nukleartechnologie bezog. Später wurde der Reaktor mit dem Einsatz nordkoreanischer Technologie ausgebaut. Nach einem fehlgeschlagenen Versuch, chinesische Nuklearhilfe zu bekommen, begann Nordkorea mit dem Bezug von Wiederaufbereitungstechnologie aus der Sowjetunion in den siebziger Jahren und entwickelte einheimische Nukleartechnologie für die Aufbereitung von Uran. In den frühen achtziger Jahren kamen Uranmühlen, eine Anlage zur Produktion von Brennstäben, Forschungs- und Entwicklungsanlagen und ein 5 MW-Forschungsreaktor dazu. In diesen Jahren erwog Nordkorea den Erwerb von gas-graphitbetriebenen oder Leichtwasserreaktoren für die Elektrizitätserzeugung. Während Nordkorea 1977 ein dreiseitiges Sicherheitsabkommen mit der IAEA und Russland für den von Russland gelieferten Reaktor einging, trat es nicht vor 1985 dem NPT bei. Eine Sicherheitsvereinbarung wurde nicht vor 1992 beschlossen. Während der Inspektionen durch die IAEA kamen undichte Stellen in Nordkoreas Wiederaufbereitungsaktivitäten ans Tageslicht. Als die IAEA den UN-Sicherheitsrat um die Erlaubnis für eine spezifische Sofortinspektion ersuchte, verkündete Nordkorea die Absicht, den NPT 1993 zu verlassen, nur um diese Entscheidung nach intensiven Verhandlungen mit den Vereinigten Staaten einen Tag vor dem Ende der neunzigstägigen Frist „zu suspendieren“. Anschließend wurden Sicherheitsinspektionen für das aktuelle Nuklearprogramm zugelassen, nicht jedoch für das bis dahin abgewickelte Programm. Als der Reaktorkern des 5 MW-Reaktors ausgebrannt war, begann Nordkorea die Brennstäbe ohne Überwachung durch die IAEA in einer Art und Weise zu entfernen, die es

derselben Grundlage geschätzt, dass Nordkorea bis zu acht Bomben gebaut haben könnte. Heute jedoch bezweifeln westliche Geheimdienstquellen die Behauptungen Nordkoreas, dass das Land bereits Atomwaffen besitzt. Sie nehmen an, dass Nordkorea diese Behauptung dazu benutzt, seine Position in den Sechsparteiengesprächen über sein Nuklearprogramm zu stärken. Nordkoreas Status in Bezug auf den NPT ist ebenso unklar. Einige Länder sagen, dass Nordkorea den Vertrag nicht verlassen hat, weil es seine Austrittserklärung an die Vereinten Nationen gerichtet hat, nicht aber an die Verwahrer des Vertrages. Schließlich haben die Sechsländergespräche inzwischen zu einer Interimsvereinbarung geführt, unter der, wenn sie in Kraft träte, Nordkorea erneut ein nicht-nukleares Mitglied des NPT würde.

der IAEA unmöglich machte, die Geschichte des Reaktors zu rekonstruieren. Die daraus resultierende neue Krise wurde durch eine Rahmenvereinbarung entschärft, die vom früheren US-Präsidenten Jimmy Carter ausgehandelt wurde, der im Oktober 1994 Nordkorea davon überzeugte, ein von der IAEA überwachtes Einfrieren der Reaktortätigkeit und die fortgesetzte NPT-Mitgliedschaft zu akzeptieren, im Austausch gegen die Lieferung von zwei Leichtwasserreaktoren und von schwerem Öl für die Elektrizitätsproduktion. Durch diese Vereinbarung kam das nordkoreanische Programm mit Erfolg für beinahe ein Jahrzehnt zum Stillstand. Als jedoch die Vereinigten Staaten unter Präsident George W. Bush behaupteten, Nordkorea habe ein geheimes Urananreicherungsprogramm, und die Lieferungen von schwerem Öl einstellten, reagierte Nordkorea, indem es das Einfrieren seiner nuklearen Anlagen und die Überwachung durch die IAEA beendete sowie seinen Rückzug aus dem NPT erneut ankündigte. Ein begründbares Urteil darüber, wann Nordkoreas militärische nukleare Ambitionen angefangen haben, ist nicht möglich.

Nach dem Überblick über die Länder, die tatsächlich Atomwaffen gebaut haben, soll jetzt ein Blick auf die Länder folgen, von denen bekannt ist oder von denen man annimmt, dass sie militärische nukleare Ambitionen besessen haben.¹⁴

Argentinien betreibt seit vielen Jahren ein ziviles Nuklearprogramm. Der erste Forschungsreaktor wurde in den fünfziger Jahren von den Vereinigten Staaten zur Verfügung gestellt. Später wurden weitere gebaut, und Deutschland und Kanada lieferten zwei Schwerwasserreaktoren. Demnach besteht die Möglichkeit, Plutonium zu produzieren. In den siebziger Jahren fügte Argentinien ein Atomwaffenprogramm hinzu und baute eine Wiederaufbereitungsanlage für Plutonium, die nicht der Überwachung unterlag, nach Berichten mit Unterstützung Deutschlands und Italiens. 1983 gab Argentinien bekannt, dass es erfolgreich Uran in einer geheimen, nicht der Über-

¹⁴ Japan und einige europäische Länder (z.B. Deutschland) sind mit Absicht nicht in diesem Überblick enthalten, weil ihre technologische Basis ausreichend entwickelt ist, um Atomwaffen zu bauen, wenn sie das wollten. Libyen wird nicht berücksichtigt, weil es nicht mehr versucht – oder nie ernsthaft versucht hat – einen nuklearen Brennstoffkreislauf aufzubauen.

¹⁵ Keiner der argentinischen Reaktoren braucht angereichertes Uran.

wachung unterliegenden Anlage in Pilcaniye angereichert habe, vor-
geblich für zivile Zwecke.¹⁵ Heute stehen jedoch alle Nuklearanlagen
in Argentinien unter Überwachung der IAEA, seitdem das Waffen-
programm in den späten achtziger Jahren beendet wurde, nachdem
eine zivile Regierung der Militärjunta folgte, eine Vereinbarung mit
Brasilien getroffen wurde und Argentinien dem Druck der USA
nachgab.

Brasilien versuchte schon 1953, von Deutschland die Zentrifugen-
technologie zu bekommen, wurde aber anfangs durch die Vereinig-
ten Staaten daran gehindert. Washington belieferte das Land später
mit einem Forschungsreaktor, während Brasilien die Anreiche-
rungsforschung fortsetzte, basierend auf der deutschen Becker-
nozzle-Technologie. 1975 gab es eine sehr umstrittene Vereinba-
rung, nach der Deutschland Brasilien mit einem völlig geschlosse-
nen Brennstoffkreis versorgt hätte, bestehend aus mehreren Atom-
kraftwerken, einer Anreicherungsanlage und einer Wiederaufberei-
tungsanlage für zivile Zwecke. Während dieser Handel später unter
Druck der US-Regierung heruntergefahren wurde, engagierte sich
Brasilien parallel dazu in einem nicht überwachten militärischen
Programm, bei dem die Armee für den Plutoniumweg und die
Marine für den Uranweg zuständig waren. Beide arbeiteten mit Per-
sonal, das im zivilen Programm ausgebildet worden war, und man
nimmt an, dass für zivile Zwecke gelieferte Technologie in nicht
überwachten Anreicherungs- und Wiederaufbereitungsanlagen ein-
gesetzt wurde. Brasiliens militärisches Nuklearprogramm endete
parallel zu dem Argentinienens. Brasilien trat in den neunziger Jahren
dem NPT bei. Es betreibt weiterhin Atomkraftwerke.

Taiwan hat für zivile und für Forschungszwecke von Kanada einen
Schwerwasserreaktor und schweres Wasser und von den Vereinig-
ten Staaten separiertes Plutonium erhalten. Wiederaufbereitungs-
technologie wurde aus Frankreich bezogen; nachgefragt hat man
auch in den Vereinigten Staaten, Deutschland und anderen Ländern.
Als IAEA und US-Inspektionen in den siebziger Jahren darauf hin-
deuteten, dass Taiwan Material aus seinen überwachten Anlagen in
geheime militärische Anlagen abzweigen wollte, übten die Vereinig-
ten Staaten erfolgreich Druck auf Taiwan aus, das militärische Pro-
gramm zu beenden, seine Wiederaufbereitungsanlage zu vernichten
und das separierte Plutonium in die Vereinigten Staaten zu schick-

ken. Dennoch baute Taiwan 1987 neue heiße Zellen und beendete das Programm erst wieder nach heftigem Druck seitens der USA.

Südkorea begann mit einem geheimen Atomwaffenprogramm, als es seine ersten Atomkraftwerke in den frühen siebziger Jahren baute. Als die Vereinigten Staaten damit drohten, ihre militärische Unterstützung für Südkorea zurückzuziehen, willigte Seoul ein, das Programm zu beenden und 1975 dem NPT beizutreten. Seit den achtziger Jahren hat Südkorea mehrere Versuche unternommen, ein Wiederaufbereitungsprogramm zu starten, hat dann aber auf Druck der Vereinigten Staaten zurückgezogen. Die Denuklearisierungsvereinbarung mit Nordkorea aus dem Jahr 1991 verpflichtet Seoul, keine Urananreicherung und Wiederaufbereitung vorzunehmen. Dennoch hat Südkorea 2004 die IAEA über einige vorher unbekannte Versuche bezüglich Plutonium informiert und steht gegenwärtig unter besonderer Beobachtung.

Irans Nuklearprogramm reicht ebenfalls in die fünfziger Jahre zurück. 1974 entwickelte der Schah einen Plan, bis 1995 über 23.000 MW nuklear erzeugter Elektrizität zu verfügen. Sein Plan sah auch den Bau von Urananreicherungsanlagen vor¹⁶ wie auch den einer Wiederaufbereitungsanlage. Er verhandelte über den Bau verschiedener Atomkraftwerke getrennt mit Westdeutschland, Frankreich und den Vereinigten Staaten. Am Ende wurde lediglich ein Vertrag über zwei Reaktoren aus Deutschland geschlossen. Die iranische Revolution und der Krieg zwischen Iran und Irak von 1980 bis 1988 brachten das iranische Nuklearprogramm zum Stillstand. Nukleare Forschung wurde nur mit technologischer Hilfe von chinesischer Seite fortgesetzt. Schließlich gelang es Iran im Jahr 1994, Russland als nuklearen Unterstützer und Lieferer zu gewinnen. Russland war bereit, die deutschen Reaktoren in Busher zu Ende zu bauen, nuklearen Brennstoff zu liefern und möglicherweise auch bei der Anreicherung von Uran zu helfen. Auf Druck der Vereinigten Staaten willigte Russland schließlich ein, seine Unterstützung auf den Reaktorbau, die Ausbildung von Nuklearexperten und die Lieferung von nuklearem Brennstoff zu beschränken, der nach der Nutzung zurückgeschickt werden muss. In den Jahren 2002 und 2003 tauchten

¹⁶ Zwei Urananreicherungsanlagen wurden Persien 1975 durch Helmut Schmidt angeboten, dem damaligen Kanzler der Bundesrepublik.

seitens mancher Exiliraner Behauptungen auf, dass Iran heimlich eine beachtliche nukleare Infrastruktur aufbauen würde, die nicht der Kontrolle der IAEA unterliege. Als die IAEA mit den Überprüfungen begann, konnte sie einiges davon bestätigen.¹⁷ Sie entdeckte auch, dass Iran den Import einer geringen Menge nuklearen Materials vor 15 Jahren nicht gemeldet hatte. Zudem mussten Unstimmigkeiten und Lücken in Bezug auf Irans Erklärungen über vergangene nukleare Aktivitäten geklärt werden. Zu den neu entdeckten Komponenten des iranischen Nuklearprogramms gehören Uranumwandlung und Anreicherungsanlagen, für die geheime Technologietransporte aufgedeckt wurden. Außerdem baut Iran einen Schwerwasserreaktor und plant, einen mit Schwerwasser betriebenen Forschungsreaktor und eine Fabrik zur Herstellung von Brennstäben zu bauen.

Seit Ende 2003 haben Iran und Frankreich, Deutschland und Großbritannien versucht, eine Lösung des Problems auszuhandeln. Die Europäer favorisieren zuerst ein Einfrieren und später eine Beendigung aller iranischen Aktivitäten, die zu einem Atomwaffenprogramm beitragen könnten, d. h. aller Aktivitäten bezüglich Anreicherung und Schwerwasser, sowie eine bindende Verpflichtung, dass Iran keine Wiederaufbereitungstechnologien verfolgt und den NPT nicht verlassen wird. Iran besteht darauf, dass es sehr wohl das Recht hat, einen offenen Brennstoffkreislauf für zivile Zwecke zu betreiben. In der Tat ist keine der Komponenten des iranischen Nuklearprogramms nach den Kriterien des NPT illegal. Also können die Verhandlungen nur darauf zielen, den Iran von einem Rückzug aus freien Stücken von seinen Rechten zu überzeugen, als freiwillige und vertrauensbildende Maßnahme. Mittlerweile haben sich die Verhandlungen zu einer Art Machtspiel entwickelt, ähnlich den Gesprächen zwischen den USA und Nordkorea (und später den insgesamt sechs Nationen).

Auf der Grundlage dieser Erfahrungen mit erfolgreichen Nuklearwaffenprogrammen wie auch mit Versuchen, zivile Nuklearprogramme für militärische Zwecke zu nutzen, können folgende Schlüsse gezogen werden:

17 Rein technisch gesehen stellten die neu entdeckten Anlagen und Einrichtungen keine Verletzung der Verpflichtungen Irans gegenüber der IAEA dar. Iran hätte seinen legalen Verpflichtungen nachkommen und die IAEA zu einem späteren Zeitpunkt darüber informieren können.

- Erstens: Die heutigen Risiken der Proliferation konzentrieren sich tatsächlich auf die Technologien wie Urananreicherung, Wiederaufbereitung bzw. Plutoniumgewinnung, die Produktion von Plutonium und (Forschungs-) Reaktoren, die durch HEU betrieben werden.
- Zweitens: Zivile Nuklearprogramme spielten bei der Proliferation eine Rolle sowohl als Deckmantel wie auch als Unterstützung für militärische Programme. Sie machen es schwer, die Absichten eines Landes zu beurteilen.
- Drittens: Internationale Sicherheitsbestimmungen und Exportkontrollen, die in den sechziger und siebziger Jahren entwickelt wurden, erweisen sich heute als unzureichend, den Wechsel eines Landes zu einem militärischen Nuklearprogramm zu verhindern. Gleichzeitig muss man sehen, dass eine erhebliche Anzahl Anlagen, die nicht diesen Bestimmungen entsprechen und bei nuklearen Militärprogrammen eine Rolle spielten, zu einer Zeit gebaut wurden, als es keine bindenden Sicherheitsvorschriften gab, und dass die Lieferländer oft nicht darauf bestanden, um ihre Geschäftsaussichten nicht zu beeinträchtigen.
- Viertens: Alle Länder, die in nuklearen Aktivitäten engagiert sind, bilden Personal aus und verfügen über technologische Fähigkeiten, was es ihnen erlaubt, sich immer mehr auf einheimische Fertigkeiten und weniger auf Hilfe von außen zu verlassen. Der allgemeine technische Fortschritt trägt zu dieser Entwicklung ebenso bei, weil immer mehr Länder nukleare Ausrüstungen herstellen können, wozu früher nur industrialisierte Nationen in der Lage waren.
- Fünftens: Das Konzept, die Proliferation von Nukleartechnologie für militärische Zwecke zu begrenzen und gleichzeitig die Nutzung ziviler Atomenergie zu fördern, steckt in einer tiefen Krise.

3.2 Risiken durch nichtstaatliche Akteure

Für Experten galten nichtstaatliche Akteure schon in den späten sechziger Jahren als Proliferations- und Sicherheitsrisiko. Nachdem die Vereinigten Staaten das Nth Country Experiment durchgeführt hatten, wussten Fachleute, dass es möglich war, eine einfache Atomwaffe auf der Basis nicht geheimer und öffentlich zugänglicher Informationen zu bauen.¹⁸ 1975 stellte eine CIA-Studie fest: „Die Mög-

¹⁸ University of California, Lawrence Radiation Laboratory, Summary Report of the Nth Country Experiment, UCLR 50249, Livermore, CA, März 1967

lichkeit für Terroristen, in den Besitz von nuklearen Waffen zu kommen, stellt die schwerwiegendste Grenze für die politischen Bemühungen dar, die Proliferation in den Griff zu bekommen. Dies ist der irritierendste und extremste Aspekt der Diversifikation nuklearer Akteure. Dieselbe wachsende Verfügbarkeit nuklearer Materialien und Technologie, die nukleare Sprengstoffe für Entwicklungsländer zugänglich machte, wird sie früher oder später in die Reichweite terroristischer Gruppen bringen. (...) Weil Nuklearterroristen schon per definitionem außerhalb offizieller Regierungskanäle arbeiten, sind sie gegen internationale politische Kontrollen weitgehend abgeschirmt. Die Sicherheitsbestimmungen der IAEA zum Beispiel beinhalten keinerlei Vorkehrungen gegen den terroristischen Diebstahl von Materialien aus einem Reaktorkomplex.“¹⁹

Seit Mitte der achtziger Jahre und vor allem seit der Auflösung der Sowjetunion wurde diese Sorge der Experten auch öffentlich laut. Während die riesige nukleare Infrastruktur der Sowjetunion zerfiel, wuchs bei Experten für Waffenkontrolle und Non-Proliferation die Befürchtung, dass daraus massive Proliferationsrisiken entstünden. Während die frühere, autoritär regierte Sowjetunion ihre nuklearen Materialien, Geheimnisse und Techniker unter strenger Kontrolle hatte, war es unwahrscheinlich, dass ihre Sicherheitsmaßnahmen gegen Proliferation – geschlossene Städte, rigide Reisebeschränkungen und Kontrolle sowie Überwachung durch Militär und KGB – im weiteren Verlauf der Ereignisse noch wirksam sein könnten. Seit 1991 richtete sich erhebliche Aufmerksamkeit auf die Gefahren, die aus der Möglichkeit erwuchsen, dass nukleares Material, Technologien oder sogar Sprengköpfe in die Hände entweder von Terroristen oder von Angehörigen des organisierten Verbrechens fallen könnten.

Nuklearwaffen in terroristischen Händen

Theoretisch könnten Terroristen oder Angehörige des organisierten Verbrechens an eine Nuklearwaffe entweder durch Bau derselben oder durch Kauf gelangen. Wenn sie eine Waffe bauen wollten, könnten sie versuchen, die dazu erforderlichen nuklearen Materialien selbst herzustellen, zu kaufen oder zu stehlen. Wenn sie die Materialien selbst herstellen wollten, würden sie sich denselben

(ursprüngliche Klassifikation: SECRET, partially released under the FOIA, 4. Januar 1995).

Schwierigkeiten gegenübersehen wie ein Staat, der versucht, zur Atommacht zu werden. Da nichtstaatliche Akteure keine Staaten sind, würden sie einen Staat brauchen, der sie und die erforderliche Infrastruktur beherbergt, entweder bewusst, oder weil der Staat nicht in der Lage ist, einen Teil seines Territoriums zu kontrollieren. Auf diesem Weg gibt es viele Hindernisse. Deshalb ist für terroristische Gruppen die Option, eine Atombombe aus selbst verfertigtem Material zu bauen, momentan eher abwegig. Selbst wenn eine terroristische Gruppe an das nötige spaltbare Material durch Kauf oder Diebstahl gelangen würde, würde sie noch immer einen Bauplan der Waffe, funktionierende Präzisionszünder und andere Komponenten brauchen, an die schwer heranzukommen ist. Trotz der Ergebnisse des Nth-Country-Experiments erscheint es unwahrscheinlich, dass eine Terroristengruppe diese Probleme schnell und leicht in den Griff bekommen könnte. Terroristen wären wohl am ehesten erfolgreich, wenn sie mit einem Staat zusammenarbeiten würden, der entweder über Nuklearwaffen oder über nuklearwaffenfähiges Material verfügt. Zugang zu nuklearem Wissen und die Zusammenarbeit mit gut ausgebildetem Personal könnte die Aufgabe für Terroristengruppen ebenfalls erleichtern. Wenn eine Atommacht bereit wäre, mit einer terroristischen Organisation zusammenzuarbeiten, wäre die Frage, die sich am ehesten aufdrängt: Warum sollte der Staat nicht gleich eine fertige Waffe übergeben? Der wahrscheinlichste Lieferant könnte Pakistan sein. Aus allem, was wir jedoch über offizielle wie inoffizielle Kontakte Pakistans – und auch des Netzwerks von Khan – mit Al Qaida oder den Taliban wissen, scheint die Kluft zwischen den gefundenen Beweisen und einer wirklich funktionierenden nuklearen Waffe noch immer sehr groß zu sein.

Schmutzige Bomben in terroristischer Hand

Wahrscheinlicher ist ein Szenario, bei dem Terroristen oder Angehörige des organisierten Verbrechens eine schmutzige Atombombe bauen und einsetzen. Eine schmutzige Bombe besteht aus einem Anteil radioaktiven Materials, das durch konventionellen Sprengstoff gestreut wird. Es folgt keine Kettenreaktion. Man kann sich eine konventionelle Autobombe mit hundert Gramm radioaktiven Substanzen vorstellen. Der Haupteffekt einer schmutzigen Bombe wäre der psychologische. Ein „Kriegsspiel“ der USA, das die schlimmsten Auswirkungen einer ziemlich großen schmutzigen Zweitonnenbombe analysiert, die im Zentrum von Washington, DC,

explodieren würde, kommt zu dem Schluss, dass eine Fläche von der Größe eines Häuserblocks schweren und vielleicht dauerhaften Schaden erleiden würde.

Das Haupthindernis beim Bau einer solchen Waffe besteht jedoch in den Schwierigkeiten, mit dem radioaktiven Material umzugehen. Da die Wirkung einer solchen Waffe von der Radioaktivität und/oder dem toxischen Gehalt des verwendeten Materials abhängt und nicht von einer nuklearen Explosion, stellt das verwendete radioaktive Material für die, die die Waffe bauen, mit ihr umgehen und sie einsetzen, ein enormes Risiko dar. Das ist vermutlich einer der Hauptgründe, warum bisher noch keine schmutzige Waffe verwendet wurde.

Ob radioaktives Material aus einem der Elemente des zivilen nuklearen Brennstoffkreises das wäre, welches man für den Bau einer schmutzigen Bombe bräuchte, steht zu bezweifeln. Es gibt diverse andere nukleare Materialien, die leichter zugänglich sind und den Anforderungen einer schmutzigen Bombe so gut entsprechen würden wie LEU, HEU oder sogar Reaktorplutonium. Beispielsweise ist aus einem Forschungsreaktor gestohlenen HEU – heute eines der größten Sicherheitsrisiken – gewiss nicht das ideale Material für eine solche Waffe. Radioaktive Materialien aus anderen Zusammenhängen – aus Forschungsinstituten, Krankenhäusern oder industriellen Produktionsprozessen – sind leichter zugänglich und oft besser geeignet für solche Zwecke wie zum Beispiel Kobalt-60, Strontium-90, Americium-241 oder sogar das seltene Californium-252. Radioaktiver Abfall aus manchen Elementen des Brennstoffkreises könnte also den Weg in eine schmutzige Bombe finden.

Radioaktives Material in der Hand von nichtstaatlichen Akteuren

Seit dem Zerfall der Sowjetunion gibt es Beobachtungen, Berichte oder Abhöraktionen bezüglich einer großen Anzahl von Schmuggelfällen mit nuklearem Material. Gewöhnliche Kriminelle, Mitglieder des organisierten Verbrechens, Terroristen wie auch Geheimdienste und politische Autoritäten zeigten alle starkes Interesse. So auch die Medien. Dadurch wurde es schwierig, zwischen wirklichen Versuchen illegalen Handels, Lockvogelangeboten und schlichtweg falschen Berichten zu unterscheiden. Analysiert man die Medienberichte über diese Fälle, lässt sich nicht viel über die wirkliche Relevanz von Schmuggel für die nukleare Proliferation sagen. Eine verlässlichere Quelle für eine richtige Beurteilung ist die Datenbank

zum illegalen Handel, die die IAEA 1995 eingerichtet hat.²⁰ Diese Datenbank enthält sowohl Fälle von Schmuggel wie auch Fälle, in denen „verwaiste Quellen“, d.h. unkontrollierte nukleare Materialien gefunden wurden. Mehr als 650 Fälle wurden der Behörde von 1993 bis 2004 angezeigt. Die größte Anzahl der Fälle, mehr als 60 Prozent, betraf nicht spaltbares radioaktives Material, wie etwa Cesium-137, Strontium-90, Kobalt-60 oder Americium-241. Die meisten dieser Materialien rufen Besorgnis wegen ihres möglichen Einsatzes bei terroristischen oder kriminellen Aktionen hervor, weil sie in Geräten zur Verbreitung von Radioaktivität oder in schmutzigen Bomben eingesetzt werden könnten. Weitere 30 Prozent aller Fälle enthielten nukleares Material, wie etwa natürliches Uran, verbrauchtes Uran, Thorium und LEU. Achtzehn Fälle zwischen 1993 und 2004 schlossen waffenfähiges nukleares Material ein. Unter dem Gesichtspunkt der Proliferation sind das die wichtigsten Fälle. Sieben Fälle betrafen Plutonium, sechs davon in Mengen von weniger als einem bis zu zehn Gramm. Der siebte Fall, der mehr als 360 Gramm Plutonium enthielt, ereignete sich im August 1994 auf dem Münchner Flughafen, in diesen Fall waren sowohl russische Offizielle wie deutsche Geheimdienste verwickelt. Elf Fälle betrafen HEU in Mengen von weniger als einem Gramm bis zu mehr als 2,5 Kilogramm. In den meisten dieser Fälle scheint es sich um Proben gehandelt zu haben, um danach größere Geschäfte abschließen zu können. Insgesamt scheinen die Zahlen der IAEA die Analyse und die Trends bei Aktivitäten von nichtstaatlichen Akteuren zu bestätigen, die oben wiedergegeben wurden.

Nichtstaatliche Akteure und Sicherheit im Brennstoffkreislauf

Terroristen könnten eine ernsthafte Bedrohung für die Sicherheit ziviler Nuklearanlagen darstellen. Über diese Gefahren ist keine systematische Untersuchung bekannt, einige Aspekte des Problems sind schlaglichtartig beleuchtet worden. Die Vereinigten Staaten haben während der neunziger Jahre 75 „red team“-Angriffe auf einige ihrer Reaktoren simuliert. Dabei hat sich oft herausgestellt, dass die Sicherheit nicht ausreichend gewährleistet war. Von diesen 75 vorgeblichen Angriffen – bei denen auch Bombenattrappen einge-

²⁰ Die Daten in diesem Absatz findet man unter:

http://www.iaea.org/NewsCenter/Features/RadSources/Fact_Figures.html und unter anderen Links, die auf der Seite genannt werden.

setzt wurden – zeigten 27 schwerwiegende Anfälligkeiten, die in die Beschädigung des Reaktorkerns oder in den Austritt von Radioaktivität hätten münden können.²¹ Greenpeace gelang es 2003, in die US-Atomkraftanlage Sizewell einzudringen, ohne auf Widerstand zu stoßen.²² Forschungsreaktoren an Universitäten sind Berichten zufolge ein weiteres großes Problem. Wenn es schon ernsthafte Sicherheitsprobleme in industrialisierten Ländern gibt, die die Mittel hätten, in die Sicherheit sensibler Infrastruktur zu investieren, könnten in Ländern ohne vergleichbare Mittel noch sehr viel größere Risiken bestehen. Nach dem Kenntnisstand des Autors gibt es keine weiteren öffentlich zugänglichen Berichte über Scheingriffe und Analysen der Sicherheit in Nuklearlaboratorien, Anreicherungsanlagen, Wiederaufbereitungsanlagen oder (Zwischen-) Lagern für verbrauchte Brennstäbe. Es könnten erhebliche Gefahren bestehen, dass nukleares Material weitergegeben wird oder verschwindet.

3.3 Andere mögliche Proliferationsrisiken

Atomwaffen aus zivilem nuklearem Material

Schon 1962 hat das US-Energieministerium einen unterirdischen Test mit einer aus Reaktorplutonium hergestellten Atomwaffe durchgeführt. Der Test war erfolgreich. Dieser Vorfall wurde erst 1977 öffentlich gemacht. Seitdem ist bekannt, dass es prinzipiell möglich ist, Atomwaffen aus „zivilem“ oder „Reaktor“-Plutonium zu bauen. Eine Untersuchung, die in den Los Alamos National Laboratories durchgeführt wurde, kam 1990 zu dem Schluss, dass Staaten oder eine terroristische Gruppe, die versuchen würden, eine Nuklearwaffe aus Reaktorplutonium zu bauen, nur graduell, aber nicht prinzipiell andere Schwierigkeiten hätten als beim Zugang zu Waffenplutonium.²³

21 Union of Concerned Scientists, Backgrounder on Nuclear Reactor Security, Cambridge, MA: 2002.

22 Greenpeace UK, Greenpeace Volunteers Get into 'Top Security' Nuclear Control Centre, Presseerklärung, London, 13. Januar 2003; auch in: *Daily Mirror* vom 14. Januar 2003.

23 U.S.Department of Energy, Nonproliferation and Arms Control Assessment of Weapons-Usable Fissile Material Storage and Excess Plutonium Disposition Alternatives, Washington, DC: 1097, S. 37-39; National Academy of Sciences; Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium, Washington, DC: 1994, S.32-33; auch: Harmon W. Hubbard, Plutonium from Light Water Reactors as Nuclear Weapons Material, April 2003 (Manuskript).

Verlust der Kontrolle über Nuklearmaterial in Kriegszeiten

Der Krieg gegen den Irak 2003 hat ein weiteres wichtiges Proliferationsrisiko enthüllt: Während US-Truppen den Irak besetzt hatten, haben sie die wichtigste Nuklearforschungsanlage des Landes nicht ausreichend vor Plünderungen geschützt. Siegel der IAEA an der Anlage waren beschädigt, nukleare Materialien waren verschwunden und Dokumente gestohlen. Inzwischen hat die IAEA alle Materialien gesichert, an die sie gelangen konnte.

Failing states, Nuklearanlagen und Nuklearmaterialien

Geht man von Erfahrungen aus, die im Zusammenhang mit dem Zerfall der ehemaligen Sowjetunion gemacht wurden, können „failing states“ die internationale Gemeinschaft mit Proliferationsrisiken konfrontieren. Es gibt keine Garantie dafür, dass Länder, die Forschungsreaktoren oder noch weiter entwickelte zivile Nuklearprogramme betreiben, nie schwächeln oder gar zerfallen und so die Kontrolle über ihre nuklearen Anlagen und Materialien verlieren. Während weithin anerkannt ist, dass failing states ein Sicherheitsproblem darstellen, ist es weit weniger bekannt, dass sie die Welt auch mit neuen Proliferationsrisiken konfrontieren könnten.

Neue Quellen nuklearbezogener Technologien

Neueste Ergebnisse zu den Proliferationsaktivitäten von Abdul Q. Khans Netzwerk²⁴ brachten ein weiteres Proliferationsproblem ans Tageslicht, das in Zukunft an Bedeutung gewinnen könnte. Entwicklungsländer werden eine zusätzliche Quelle nuklearbezogener Technologien und Ausrüstungen. Die wachsenden technologischen Kapazitäten sich industrialisierender Nationen wird einige von ihnen in die Lage versetzen, wichtige Komponenten solcher Nukleareinrichtungen wie Anreicherungs- und Wiederaufbereitungsanlagen zu produzieren und zu liefern. Einige der hochentwickeltesten Zentrifugenteile in Khans Angeboten waren in Malaysia hergestellt worden – einem Land, das nicht einmal ein bedeutendes eigenes Nuklearprogramm hat.²⁵ Allein diese Tatsache lässt zur rechten Zeit die Alarm-

24 Diese Befürchtungen sind angebracht, unabhängig davon, ob Khans Aktivitäten aus eigenem Interesse durchgeführt wurden oder als Teil einer kontrollierten oder Lockvogelaktion.

25 Malaysia betreibt einen einzigen 1 MW-Forschungsreaktor am Malaysian Institute for Nuclear Technology Research und hat gegenwärtig keine Pläne, Atomenergie zu nutzen.

glocken läuten. Es gibt nicht länger eine Gewähr dafür, dass die wichtigen Produkte immer aus einem der Länder kommen, die heute unter Exportkontrollregelungen arbeiten wie der Nuclear Suppliers Group oder dem Zangger Committee. Außerdem zeigt Khans Fall, dass Länder, die ein Atomwaffenprogramm haben, eine Quelle der Proliferation werden können.

4 Instrumente der Kontrolle und Begrenzung von Proliferation

4.1 Non-Proliferation per Vertrag

Der nukleare **Non-Proliferation Treaty** (NPT) ist weltweit zum Grundstein als multilaterales Instrument der Non-Proliferation geworden. Initiiert durch die ersten Signatarstaaten am 1. Juli 1968 und in Kraft getreten 1970, erfreut sich das Abkommen heute fast weltumspannender Mitgliedschaft. Nur Israel, Indien und Pakistan sind niemals Mitglieder geworden. Nordkorea hat sich 2003 aus dem Abkommen zurückgezogen.

In Artikel 2 verpflichtet der NPT seine nicht-nuklearen Mitglieder, „Kernwaffen oder sonstige Kernsprengkörper oder die Verfügungsgewalt darüber von niemandem unmittelbar oder mittelbar anzunehmen; Kernwaffen oder sonstige Kernsprengkörper weder herzustellen noch sonst irgendwie zu erwerben und keine Unterstützung zur Herstellung von Kernwaffen oder sonstigen Kernsprengkörpern zu suchen oder anzunehmen“. Umgekehrt verpflichten sich die Atomwaffenstaaten in Artikel 1, niemals Nichtnuklearstaaten dabei zu helfen, die obige Verpflichtung direkt oder indirekt zu umgehen. Allerdings sichert Artikel 4 den nicht-nuklearen Staaten zu, dass sie voll und ganz berechtigt sind, die Atomenergie friedlich zu nutzen und dass sie den Transfer der dafür relevanten Technologien von Ländern, die bereits darüber verfügen, erwarten dürfen. Artikel 4 lautet:

„Dieser Vertrag ist nicht so auszulegen, als werde dadurch das unveräußerliche Recht aller Vertragsparteien beeinträchtigt, unter Wahrung der Gleichbehandlung und in Übereinstimmung mit den Artikeln 1 und 2 dieses Vertrages, die Erforschung, Erzeugung und Verwendung der Atomenergie für friedliche Zwecke zu entwickeln.

Alle Vertragsparteien verpflichten sich, den weitestmöglichen Austausch von Ausrüstungen, Material und wissenschaftlichen und technologischen Informationen zur friedlichen Nutzung der Atom-

energie zu erleichtern und sind berechtigt, daran teilzunehmen. Vertragsparteien, die hierzu in der Lage sind, arbeiten ferner zusammen, um allein oder gemeinsam mit anderen Staaten oder internationalen Organisationen zur Weiterentwicklung der Anwendung der Atomenergie für friedliche Zwecke, besonders im Hoheitsgebiet von Nichtkernwaffenstaaten, die Vertragspartei sind, unter gebührender Berücksichtigung der Bedürfnisse der Entwicklungsgebiete der Welt beizutragen.“

Während der Vertrag einerseits eine ungewöhnliche Unterscheidung zwischen Staaten trifft, die zum gegebenen Zeitpunkt berechtigt sind, über Atomwaffen zu verfügen („Haves“), und Staaten, die das nicht sind („Have Nots“), enthält er andererseits zwei Regelungen, die signalisieren, dass diese Unterscheidung nicht für alle Ewigkeit Bestand haben sollte. Die erste Regelung ist in Artikel 6 enthalten und verpflichtet die Atomwaffenstaaten, „in redlicher Absicht Verhandlungen zu führen über wirksame Maßnahmen zur Beendigung des nuklearen Wettrüstens in naher Zukunft und zur nuklearen Abrüstung sowie über einen Vertrag zur allgemeinen und vollständigen Abrüstung unter strenger und wirksamer internationaler Kontrolle“.

Die zweite Regelung findet sich in Artikel 10 und lautet: „Fünfundzwanzig Jahre nach Inkrafttreten dieses Vertrages wird eine Konferenz einberufen, die beschließen soll, ob der Vertrag auf unbegrenzte Zeit in Kraft bleibt oder um eine oder mehrere bestimmte Frist oder Fristen verlängert wird.“

1995, fünfundzwanzig Jahre nach Inkrafttreten des NPT, wurde eine Resümee- und Verlängerungskonferenz abgehalten, die ohne Abstimmung vereinbarte, dass der Vertrag weiterhin bedingungslos und unbegrenzt gelten sollte. Diese Entscheidung wurde möglich, weil ein Dokument mit dem Titel „Prinzipien und Ziele“ auf derselben Konferenz beschlossen wurde und während der nächsten Resümee-Konferenz 2000 zu dreizehn praktischen Schritten weiter ausgearbeitet wurde, die zum ersten Mal konkrete Ziele sowie einen Arbeitsplan formulierten, um sowohl die Non-Proliferation wie auch die Abrüstung seitens der atomaren Staaten voranzutreiben und zu stärken. Die 1995 und 2000 getroffenen Entscheidungen spiegelten so die gleiche Einstellung wider, die dem Vertrag selbst zugrunde lag: Die Non-Proliferation kann gestärkt werden, wenn auch die Abrüstung mit dem Ziel der endgültigen Vernichtung aller atomaren Waffen Fortschritte macht. Die Fortschritte beim Erreichen der

Verpflichtungen von 1995 und 2000 waren mühsamer, als es die meisten NPT-Mitglieder erwartet hatten. Zum Zeitpunkt der nächsten Resümee-Konferenz im Mai 2005 wurde der Grundkonsens für den Vertrag und seine Ausdehnung nicht mehr von allen Mitgliedern akzeptiert. Unter der Regierung von George W. Bush fühlen sich die Vereinigten Staaten nicht länger den „Prinzipien und Zielen“ und dem Dreizehnschritte-Prozess verpflichtet. Die neue US-Regierung konzentrierte sich eher auf unilaterale statt auf multilaterale Initiativen, um die Non-Proliferation zu stärken und akzeptierte keinerlei Abrüstungsverpflichtungen für Atomwaffenstaaten. Der Vertrag selbst beinhaltet jedoch einige Schwächen in Bezug auf die Proliferation:

- Der Vertrag unterscheidet zwischen „Haves“ und „Have Nots“. Diese Unterscheidung ist einmalig im internationalen Recht, das normalerweise alle souveränen Staaten als gleich ansieht. Seitdem die US-Regierung ihre Unterstützung des „Prinzipien-und-Ziele-Prozesses“ zurückgezogen hat, sind viele nicht-nukleare Mitgliedsstaaten zunehmend kritisch geworden gegenüber der mangelnden Bereitschaft der Atommächte zur Abrüstung. Dieser Konflikt trägt das Potenzial in sich, dass der NPT in Zukunft ausgehöhlt werden könnte.
- Im Artikel 4 spricht der Vertrag allen nicht-nuklearen Mitgliedern das volle Recht zu, sich im zivilen Gebrauch der Nukleartechnologien zu engagieren. Er verpflichtet Länder, die im Besitz solcher Technologien sind, Ländern, die nicht in deren Besitz sind, den Zugang zu diesen Technologien zu ermöglichen, wenn sie diese für zivile Zwecke, etwa die Elektrizitätserzeugung, nutzen wollen. Nach dem NPT ist es für einen nicht-nuklearen Staat durchaus legal, einen geschlossenen Brennstoffkreislauf zu betreiben. Das beinhaltet das Recht, eine Reihe von Einrichtungen zu betreiben, die ein hohes Potenzial für die Proliferation in sich tragen. Vorschläge für zusätzliche Sicherheitsvorschriften und Exportbeschränkungen für diese Elemente des Brennstoffkreislaufs – die oft von Atomwaffenstaaten gemacht oder unterstützt werden –, vertiefen die oben erwähnte Teilung.
- Israel, Indien und Pakistan haben den NPT niemals unterschrieben, jedoch Atomwaffen erhalten. Da der Vertrag den Beitritt neuer Atomwaffenstaaten nicht erlaubt, wäre der Verzicht auf Atomwaffen für diese Staaten eine Vorbedingung, um dem Ver-

trag beitreten zu können. Das wird wohl kaum geschehen. Diverse nicht-nukleare Mitglieder des NPT äußern sich deshalb zunehmend kritisch über die Tatsache, dass diese zusätzlichen Atomwaffenstaaten als Atomwaffenstaaten außerhalb des Vertrages de facto toleriert werden.

- Israel stellt einen eigenen, schwierigen Fall dar. Israel verfolgt in Bezug auf sein nukleares Waffenpotenzial eine Politik bewusster Ambivalenz. Während die offizielle Linie lautet, dass Israel nicht als erstes Nuklearwaffen in der Region einsetzen würde, haben alle israelischen Regierungen seit 1970 zu verstehen gegeben, dass sie über einen einsatzfähigen nuklearen Waffenbestand verfügen, den sie sehr kurzfristig einsetzen könnten, wenn dies erforderlich sein sollte. Seit dem präemptiven israelischen Angriff 1981 auf die im Bau befindliche irakische Atomkraftanlage in Osirak hat die Begin-Doktrin zusätzliche Probleme im Mittleren Osten geschaffen. Vor 1981 war der Hauptkritikpunkt der arabischen und islamischen Welt, dass die westlichen Länder insgeheim das israelische Nuklearprogramm akzeptierten oder sogar unterstützten. Heute, unter Bezugnahme auf die Begin-Doktrin, behält sich Israel das Recht vor, jedes nuklear relevante Ziel in jedem arabischen oder islamischen Land der Region anzugreifen, das verdächtigt wird, Atomwaffen zu bauen. Der Angriff auf Osirak kann jedoch auch so interpretiert werden, dass Israel seinen arabischen und islamischen Nachbarn auch das Recht streitig macht, Atomenergie für die Elektrizitätserzeugung zu nutzen. Da alle muslimischen Länder, die potenziell durch diese Interpretation betroffen sind, nicht-nukleare Mitglieder des NPT sind, sehen sie Israel – als Nichtmitglied des NPT – als Land, das sie an ihrem „unveräußerlichen Recht“ hindert, wie es in Artikel 4 des NPT garantiert ist.

Der **Comprehensive Test Ban Treaty** (CTBT) ist ein weiterer multilateraler Vertrag, der Auswirkungen auf die Proliferation haben kann. Schon im Februar 1963 schrieb der frühere US-Verteidigungsminister Robert McNamara in einem Memorandum für Präsident John F. Kennedy: „Ein umfassendes Verbot von Atomwaffentests, dem die USA, die UdSSR und Großbritannien zustimmen würden, würde in der Form wirken, dass er die Ausbreitung (von Atomwaffen) verlangsamen würde. Es ist vermutlich keine Übertreibung zu sagen, dass er eine notwendige, wenn auch nicht hinreichende

Bedingung dafür ist, die Zahl der nuklearen Länder gering zu halten.²⁶ Erst nach dem Ende des Kalten Krieges wurde ein solcher Vertrag beschlossen. Der Comprehensive Test Ban Treaty wurde 1996 zur Unterschrift vorgelegt. Seitdem haben mehr als 100 Länder unterschrieben. Es bleibt dennoch unklar, ob der CTBT jemals in Kraft treten wird. Alle 44 Länder mit einem zivilen oder militärischen Nuklearprogramm müssten den Vertrag ratifizieren, bevor er in Kraft treten kann und so „die Ausbreitung verlangsamt“ wird. Elf Länder haben noch nicht ratifiziert; manche haben noch nicht einmal den Vertrag unterschrieben. Während einige Länder das auch in absehbarer Zukunft nicht tun werden, erwägen die Vereinigten Staaten – unter der gegenwärtigen Regierung – sogar, ihre Unterschrift zurückzuziehen.

Ein CTBT, der in Kraft wäre, würde einen wichtigen Beitrag zur Non-Proliferation leisten. Länder, die eine neue Atomwaffe bauen, würden nicht mit Sicherheit wissen, ob ihre Konstruktion auch funktionieren würde. Während dieses Hindernis bei Waffen, die auf HEU oder Plutonium beruhen, keine große Rolle für die Verlässlichkeit spielen würde,²⁷ könnte sie für Konstruktionen, die auf zivilem Nuklearmaterial wie etwa Reaktorplutonium beruhen, wesentlich wichtiger sein.

Der **Fissile Material Cut-Off Treaty** (FMCT) beinhaltet den Vorschlag, die Non-Proliferation durch Abschluss eines multilateralen Vertrags zu unterstützen. Die Verhandlungen darüber auf der UN-Konferenz zur Abrüstung haben noch nicht begonnen, obwohl die Idee schon seit vielen Jahren virulent ist. Der Vertrag würde die Produktion neuen spaltbaren Materials für Atomwaffen ächten. Er würde sowohl von Atomstaaten wie von nichtatomaren Staaten abgeschlossen werden. In Atomstaaten würde er die Menge des für Waffen verfügbaren spaltbaren Materials begrenzen. In nichtatomaren Staaten würde er als zusätzliches Sicherheitsinstrument für Non-Proliferation funktionieren. Zusammen mit dem existierenden Programm, um überschüssiges spaltbares Material zu vernichten – wie etwa die russischen Bemühungen, 500 Tonnen überschüssigen

26 Secretary of Defense, Memorandum for the President, Subject: The Diffusion of Nuclear Weapons with and without a Test Ban Agreement, Washington, DC: 12. Februar 1963, S. 3 (ursprüngl. Klassifikation: SECRET).

27 Länder, die solche Waffen testeten, waren meist schon beim ersten Versuch erfolgreich.

spaltbaren Materials vom waffenfähigen HEU-Status auf den Reaktorstatus LEU herunterzufahren –, würde er dazu beitragen, die Menge des waffenfähigen spaltbaren Materials auf der Welt zu reduzieren.

Für eine Reihe von Regionen sind **Nuclear Weapons Free Zone Treaties** (NWFZ) im Einklang mit Artikel 7 des NPT abgeschlossen worden. Sie stellen sowohl eine vertrauensbildende Maßnahme gegen die mögliche Proliferation nuklearer Waffen als auch eine zusätzliche, gesetzlich verbindliche Hürde gegen nukleare Proliferation dar. In einer wechselseitig verbindlichen Art und Weise versichern die Mitglieder eines NWFZ einander, dass sie keine Atomwaffen bauen oder kaufen werden. Außerdem werden die existierenden NWFZs durch politisch verbindliche Negative Security Assurances* durch die Atomstaaten gestützt. Zu den etablierten NWFZs gehören:

- die Pazifische Atomwaffenfreie Zone, eingerichtet durch den Vertrag von Roratonga;
- die Lateinamerikanische und Karibische Atomwaffenfreie Zone, eingerichtet durch den Vertrag von Tlatleloco;
- die Afrikanische Atomwaffenfreie Zone, eingerichtet durch den Vertrag von Pelindaba.

Zusätzliche regionale NWFZs werden verhandelt oder in Erwägung gezogen, zum Beispiel:

- der Mittlere Osten, beruhend auf einem Vorschlag, den der Schah von Persien 1974 gemacht hat; es handelt sich immer noch um eine Idee. Jedoch hat der IAEA-Generalsekretär ElBaradei von allen wichtigen Staaten der Region, einschließlich Israel, die Zustimmung erhalten, eine regionale Tagung darüber im Jahr 2005 abzuhalten;
- Zentralasien;
- Nordostasien.

* Negative Sicherheitsgarantie. Sie beinhaltet, dass die Atomwaffenstaaten erklären, in diesen Zonen Atomwaffen weder einzusetzen noch ihren Einsatz anzudrohen. (Anm. d. Ü.)

Der Non-Proliferationseffekt von NWFZs ist begrenzt. Sie stellen jedoch eine vertrauensbildende Maßnahme dar, indem die Länder sich gegenseitig zusichern, sich nicht um Atomwaffen zu bemühen.

4.2 Non-Proliferation durch Sicherheitsmaßnahmen

Die Existenz internationaler Sicherheitsmaßnahmen gegen Proliferation beruht auf Artikel 3, Absatz 1 des NPT. Der Grundgedanke ist, dass nicht-nukleare Staaten nur dann nukleares Material und Technologie erhalten dürfen, wenn sie der IAEA gestatten, sich davon zu überzeugen, dass ihre Nuklearprogramme allein friedlichen Zwecken dienen. Deshalb konzentrieren sich die Sicherheitsmaßnahmen vor allem darauf, die Umleitung von nuklearem Material aus einem zivilen Brennstoffkreis in militärische Kanäle zu verhindern.

Das heute existierende System der Sicherheitsmaßnahmen wurde in zwei Hauptschritten installiert. In der ersten Phase wurde ein Rahmen für die Durchsetzung von Sicherheitsmaßnahmen geschaffen, und es wurden detaillierte Richtlinien für die Durchführung von IAEA-Inspektionen ausgehandelt. Eine Übereinkunft über dieses Dokument, Information Circular 153 (INCIRC 153), wurde 1972 erreicht. Auf der Grundlage dieses Dokuments wurden Vereinbarungen über Sicherheitsmaßnahmen zwischen der IAEA und einzelnen Staaten geschlossen und veröffentlicht. Zum Beispiel enthält INCIRC 214 die Vereinbarung über Sicherheitsmaßnahmen zwischen Iran und der IAEA. Die Vereinbarungen beinhalten Regelungen darüber, wann nicht-nukleare Staaten verpflichtet sind, die IAEA mit bestimmten Informationen über ihre Nuklearanlagen, Materialien und Programme zu versorgen. Sie ermächtigen die IAEA, die Korrektheit dieser Angaben durch Inspektionen im Land zu verifizieren. Für den Fall, dass die IAEA zur Einschätzung gelangt, dass ein Land ohne Vorbehalte mit der IAEA zusammengearbeitet hat und nur an zivilen nuklearen Projekten arbeitet, kann dieses Land weiterhin nukleares Material und Technologie beziehen. Urteilt die IAEA dagegen, dass Zweifel und/oder offene Fragen bezüglich des Nuklearprogramms eines Landes bestehen, ist sie berechtigt, zusätzliche spezielle Untersuchungen durchzuführen mit dem Ziel, entweder das Land vom bestehenden Verdacht freizusprechen oder, falls Verpflichtungen verletzt wurden, dies dem UN-Sicherheitsrat zu melden, der über weitere Maßnahmen beraten würde. Anfang 2005 waren umfassende Vereinbarungen über Sicherheitsmaßnahmen zwischen der IAEA und 166 Ländern in Kraft.

Im Nachklang des Golfkrieges von 1991 enthüllten Inspektoren der IAEA, dass der nicht-nukleare Irak jahrelang ein geheimes Atomwaffenprogramm vorangetrieben hatte. Man garantierte diesen Inspektoren durch einen besonderen Beschluss des UN-Sicherheitsrats das Recht zu zusätzlichen Inspektionen nach dem Ende des Krieges. Die Entdeckungen führten zu dem Schluss, dass die existierenden Vereinbarungen über Sicherheitsmaßnahmen nicht ausreichten, um ein Land davon abzuhalten, ein geheimes Atomwaffenprogramm durchzuführen und dass eine zusätzliche, umfassendere Sicherheitsvereinbarung notwendig wäre, um mit solchen Herausforderungen fertig zu werden. 1997 hatten die IAEA-Mitgliedsstaaten ein freiwilliges Model Additional Protocol (INFCIRC 540) über ausgeweitete Sicherheitsmaßnahmen ausgehandelt. Länder, die das Protokoll akzeptieren, ermöglichen es der IAEA, bisher nicht bekannte Anlagen zu inspizieren, zusätzliche kurzfristige Inspektionen und zudem umweltbezogene Stichproben durchzuführen. Das Protokoll verpflichtet die Länder außerdem, der IAEA zusätzliche Informationen zur Verfügung zu stellen, wie etwa die Deklaration aller Im- und Exporte, die auf der Nuclear Suppliers Group trigger list aufgeführt sind (siehe unten). Im Jahr 2005 ist das Zusatzprotokoll für 65 Länder in Kraft, weitere 25 haben es unterschrieben.

Das Zusatzprotokoll ist von besonderem Wert, wenn ein Land unter dem Verdacht steht, seine NPT-Verpflichtungen und diejenigen gegenüber den Sicherheitsvereinbarungen zu verletzen. Als der Iran 2003 in einen solchen Verdacht geriet, wiesen die IAEA und viele Mitgliedsstaaten nachdrücklich darauf hin, dass Iran das Zusatzprotokoll unterzeichnet hätte und damit auch die zusätzlichen IAEA-Rechte anerkenne, die darin enthalten sind. Iran unterzeichnete das Protokoll im November 2003. Während jedoch die iranische Regierung sich so verhielt, als sei das Protokoll in Kraft, hat das iranische Parlament es bis heute nicht ratifiziert.

Die bestehenden Sicherheitsmaßnahmen zielen darauf ab, in nicht-nuklearen Staaten die Umleitung ziviler Nuklearkapazitäten in militärische zu verhindern. Sie befassen sich weder mit militärischen Einrichtungen in Atomwaffenstaaten noch mit den zivilen nuklearen Einrichtungen in diesen Ländern, es sei denn, die Atomwaffenstaaten stimmen von sich aus zu, bestimmte Einrichtungen oder Materialien unter die Sicherheitskontrolle der IAEA zu stellen. Sicherheitskontrollen werden auch nicht in Staaten durchgeführt, die keine Mitglieder des NPT sind, es sei denn, diese Staaten würden

einige ihrer Einrichtungen freiwillig der Sicherheitskontrolle unterwerfen.

Obwohl die Inspektionen der IAEA immer wieder kritisiert wurden, weil sie kostspielig, zeitraubend und entweder wirkungslos oder unzureichend seien, sind sie offensichtlich wesentlich besser, als Kritiker behaupten. Im Irak deckten die Inspektoren der IAEA (und der UNMOVIC – United Nations Monitoring, Verification and Inspection) das irakische Nuklearprogramm auf und kamen 2003 ganz korrekt zu dem Schluss, dass es nicht reaktiviert worden war.

Die gegenwärtigen Vorschläge zur Stärkung der Sicherheitsmaßnahmen der IAEA schließen die Forderung ein, das Zusatzprotokoll universell gültig und mandatorisch zu machen für nicht-nukleare Staaten, die nukleare Importe vornehmen wollen. Einige westliche Länder schlagen vor, dass Güter, die auf der Liste der Nuclear Suppliers Group stehen, nur in Länder ausgeführt werden dürfen, in denen das Zusatzprotokoll in Kraft ist.

Die Inspektionen erreichen jedoch ihre natürlichen Grenzen, wenn man Inspektoren nicht erlaubt, ihre Arbeit zu tun, oder wenn sie aufgefordert werden, Details außerhalb ihrer Zuständigkeit zu verifizieren. Dasselbe trifft zu, wenn man ihnen nicht genug Zeit gibt, um zu einem ausgewogenen und fairen Urteil zu kommen. Inspektoren wie jede multilaterale Institution können nur tun, was die Mitgliedsstaaten sie tun lassen. Sie können keinen Beweis erbringen, dass ein Atomwaffenprogramm oder Teile eines solchen Programms definitiv nicht existieren. Sie brauchen die politische Kooperation sowohl seitens des Staates, der inspiziert wird, als auch seitens der Staaten, die diese Inspektionen verlangt haben. Eine gewisse Skepsis ist eine der Voraussetzungen, um diese Arbeit auszuüben und nicht Zeichen mangelnder Unvoreingenommenheit. Wichtig ist, dass die (Zwischen-) Ergebnisse nicht politisiert oder veröffentlicht werden, bevor das untersuchte Land eine Chance hat, die Ergebnisse zu kommentieren oder Irrtümer zu korrigieren.²⁸

Die Sicherheitsmaßnahmen der IAEA sind im Zusammenhang zu sehen mit nationalen wie multilateralen Exportkontrollmaßnahmen, die zur Verhinderung der Proliferation geschaffen wurden.

28 Iran stellt einen solchen Fall dar. (Zwischen-) Ergebnisse und Berichte der IAEA über die Untersuchungen zu Irans Erfüllung seiner Sicherheitsverpflichtungen sind wiederholt in den Medien in politisch einseitiger Form wiedergegeben worden, bevor der Iran selbst faktische Irrtümer korrigieren konnte.

4.3 Non-Proliferation durch Exportkontrollen

Multilaterale Maßnahmen zur Exportkontrolle als Ergänzung von Sicherheitsmaßnahmen und Verhinderung der Proliferation gibt es seit den frühen siebziger Jahren. Grundlage ist Artikel 3, Absatz 2 des NPT, der alle Mitgliedsstaaten verpflichtet, nukleares Material oder Technologien nur dann zu liefern, wenn sie in den Empfängerländern den Sicherheitskontrollen unterworfen werden.

Die Staaten, die in der Lage waren, nukleare Technologie zu liefern, begannen im Jahr 1971 mit informellen Treffen. Später wurde dieses Forum als das Zangger Committee bekannt. Sie entwickelten eine „trigger list“* nuklearer Gegenstände, die Kontrolle erforderten, sowie drei Bedingungen für Länder, die solche Gegenstände erhalten wollten: Der Empfänger musste einer Sicherheitskontrollvereinbarung zugestimmt haben, alle Importe ausschließlich zu friedlichen Zwecken nutzen und diese beiden Bedingungen auch möglichen Empfängern von Wiederausfuhren stellen.

Ergänzend zum NPT und zum Zangger Committee bilden vierundvierzig Länder, die in der Lage sind, nukleares Material oder Technologie auszuführen, die London Nuclear Suppliers Group (NSG), die seit 1975 existiert. Die Gruppe einigte sich auf eine ausgedehnte trigger list von Nuklearmaterial, Technologien und Ausrüstungen, die der nationalen Exportkontrolle unterliegen, wie auch auf eine Liste wichtiger Technologien, die doppelt genutzt werden können. Diese Liste wird von Zeit zu Zeit aktualisiert, um mit der Entwicklung der Technologie Schritt zu halten. Beide Listen sind Bestandteile der Richtlinien der NSG, die politisch, jedoch nicht rechtlich verbindlich sind. Wenn Mitgliedsstaaten sich aber dazu verpflichten, diese Gegenstände und Güter in ihre nationalen Exportkontrollsysteme zu übernehmen, werden sie rechtlich bindend.

In den vergangenen Jahren hat es neue Initiativen gegeben, um die Kontrolle über die Lieferung nuklearer Technologie zu festigen. Einem US-Vorschlag folgend, beschloss der G-8-Gipfel im Juni 2004 ein einjähriges, verlängerbares Moratorium für neue Transfers von Urananreicherungs- und Wiederaufbereitungstechnologien in Staaten, die noch nicht im Besitz solcher Technologien sind.

Viele nicht-nukleare Mitgliedsstaaten, vor allem sich entwickelnde Länder, sind entweder skeptisch oder offen kritisch gegenüber

* „Trigger“ ist hier im Sinne von Zünder, Auslöser zu verstehen; also eine Liste, die gefährliche Materialien auf dem Weg zur Waffenfähigkeit aufzählt. (Anm. d. Ü.)

dem Verhältnis von Sicherheitsmaßnahmen und Exportkontrollen im allgemeinen und insbesondere gegenüber Versuchen, nuklearrelevante Exporte davon abhängig zu machen, ob das Empfängerland zusätzliche Bedingungen erfüllt. Sie befürchten, dass diese Regelungen in diskriminierender Art und Weise angewendet werden können und den legitimen Zugang zu moderner Nukleartechnologie, wie er unter Artikel 4 des NPT zugesichert ist, behindern. In den letzten Jahren ist diese Kritik sowohl vernehmlicher als auch artikulierter geworden.

Weniger diskriminierende Ansätze für Sicherheitsmaßnahmen und Exportkontrollen beinhalten Optionen, bestimmte Brennstoffkreisvorgänge wie die Anreicherung von Uran oder Wiederaufbereitungsanlagen zu einer multilateralen Angelegenheit zu machen: Multilaterale Brennstoffkreisanlagen sind eine alte Idee, um die Non-Proliferation zu unterstützen. Würden verschiedene Länder dieselben Einrichtungen nutzen, wäre es weniger wahrscheinlich, dass eine Umleitung von Nuklearmaterial oder Ausscherungsversuche unentdeckt blieben. Die teilnehmenden Länder kontrollieren sich gegenseitig. Eine internationale Expertengruppe für multilaterale Maßnahmen in Bezug auf den Brennstoffkreislauf hat dem Generaldirektor der IAEA Anfang 2005 einen Bericht vorgelegt.

4.4 Non-Proliferation durch Zusammenarbeit

Die Auflösung der früheren Sowjetunion und die daraus erwachsende Sorge, ob ein Russland in der Krise in der Lage sein würde, die notwendige strenge Kontrolle über seinen riesigen Nuklearkomplex zu behalten, zeitigte eine Vielzahl kooperativer Non-Proliferationsmaßnahmen. Ursprünglich überwiegend durch die Vereinigten Staaten geführt, inzwischen aber mitgetragen und mitfinanziert durch eine ganze Reihe von Ländern, ist ein ganzes Bündel kooperativer Aktivitäten entwickelt worden. Viele fallen unter das oder entspringen dem „Cooperative Threat Reduction“-Programm, das 1991 durch die US-Senatoren Nunn und Lugar angestoßen wurde. Im folgenden einige wichtige Beispiele:

- Verschiedene Projekte zielen auf eine zentralisiertere und politisch wie technisch sicherere Lagerung des nuklearen Materials und der nuklearen Waffen in Russland. Andere sollen den nuklearen Brennstoff aus den vernichteten nukleargetriebenen U-Booten sichern.

- Eine Anzahl von Projekten wie das International Science and Technology Center Program, die Nuclear Cities Initiative, die Russian Transition Initiative und die Proliferation Prevention Initiative konzentrieren sich darauf, Beschäftigungsmöglichkeiten für Atomwissenschaftler zu finden, um einen „brain drain“ zu vermeiden, mithin Proliferation zu verhindern, die aus der Arbeitssuche von Wissenschaftlern im Ausland resultieren würde.
- Einige Programme bemühen sich um die Verstärkung der Grenzkontrollen und der Exportkontrollbehörden in den sowjetischen Nachfolgestaaten.
- Wieder andere versuchen, auf kooperative Art und Weise die Produktion von spaltbarem Material in Russland zu beenden und die Lager mit spaltbarem Material im Land zu reduzieren. In der Trilateralen Initiative im Jahr 1996 kamen die Vereinigten Staaten, Russland und die IAEA überein, einiges an überschüssigem spaltbarem Material (sowohl Plutonium wie Uran) unter die Kontrolle der IAEA zu stellen. 1993 willigten die Vereinigten Staaten ein, Russland 500 Tonnen HEU abzukaufen, das heruntergemischt („downblended“) und als Brennstoff in US-amerikanischen Atomkraftwerken verwendet wird. Das Plutonium Disposition Agreement war bisher weniger erfolgreich, bei dem die Vereinigten Staaten und Russland übereinkamen, 34 Tonnen waffenfähiges Plutonium entweder in MOX-Brennstoff umzuwandeln oder unschädlich zu machen, indem es mit nuklearem Abfall gemischt wird.

Seit 2002 ist das Programm zur „Weltweiten Partnerschaft gegen die Verbreitung von Waffen und Material zur Massenvernichtung“ ausgeweitet worden. Die G-8-Mitgliedsstaaten haben sich verpflichtet, für diese Initiative über einen Zeitraum von zehn Jahren 20 Milliarden Dollar auszugeben.

Im Mai 2004 starteten Russland, die Vereinigten Staaten und die IAEA die Global Threat Reduction Initiative. Diese Initiative zielt darauf, spaltbares Material, das ursprünglich aus Russland oder den Vereinigten Staaten stammt, dorthin zurückzuführen, und zwar aus über vierzig Ländern der Erde. Ein Ziel des Programms ist es, HEU als Reaktorbrennstoff aus zivilen Nuklearprogrammen zu verbannen. Forschungsreaktoren, die durch HEU betrieben werden, stellen ein großes Problem bezüglich der Proliferation dar. Schon vor dieser

Initiative sind spaltbare Materialien aus einigen Ländern wie Serbien, Bulgarien und Kasachstan entweder in die Vereinigten Staaten oder nach Russland verlagert worden.

Einige Initiativen, die ursprünglich der amerikanisch-russischen Zusammenarbeit zur Reduktion der Bedrohung entsprangen, sind multilateral geworden und werden in hinzugekommenen Ländern ebenfalls durchgeführt. Einige Beispiele:

- Hilfe für die einzelnen Länder, wirklich effektive, die Proliferation verhindernde Exportkontrollen durchzuführen;
- Projekte, die alternative Beschäftigungsmöglichkeiten für Nuklearspezialisten und -wissenschaftler schaffen (ein Teil der EU-Vorschläge für Iran).

Diskussionen über die Sicherheitsmängel in der früheren Sowjetunion haben auch zu Initiativen im Zusammenhang der IAEA beigetragen, die auf verstärkte Sicherheitsmaßnahmen bei zivilen Nuklearvorgängen zielen. Zu den Beispielen gehören:

- die Verbesserung der Convention on the Physical Protection of Nuclear Materials von 1980, der im Juli 2005 zugestimmt wurde;
- die Entwicklung der Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management aus dem Jahr 1997.

4.5 Zwangsmaßnahmen und militärische Maßnahmen gegen Proliferation

Seit dem Amtsantritt der Regierung von George W. Bush in den Vereinigten Staaten im Jahr 2001 sind unilaterale Maßnahmen zur Verhinderung von Proliferation gestärkt worden. Zwei Formen davon müssen hier erwähnt werden. Im Mai 2003 wurde die Proliferation Security Initiative begonnen. Es ist eine von den USA inspirierte und geführte Initiative, deren Ziel es ist, das Abfangen von Lieferungen nuklearer, biologischer oder chemischer Waffen und verwandter Materialien während des internationalen Transports auf dem Luft- oder Seeweg zu legitimieren. Viele Länder begegneten diesem Vorschlag mit Skepsis, weil er höchstwahrscheinlich eine Reihe von internationalen Verträgen verletzen würde, die die ungehinderte Passage von Flugzeugen und Schiffen bei internationalen Transfers garantierten. Als die Bush-Regierung jedoch den ursprüng-

lichen Anwendungsbereich der Initiative einschränkte und die Schwelle für die Teilnahme anderer Länder an dieser Initiative herabsetzte, um den rechtlichen Bedenken dieser Länder entgegenzukommen, haben weitere Nationen Interesse gezeigt. 2005 beteiligten sich mehr als 50 Länder.

Durch den Einsatz von Gewalt versuchen militärische Antiproliferationsoperationen, Proliferation rückgängig zu machen oder abzubrechen, die bereits stattgefunden hat. Dazu gehört Sabotage durch spezielle Einsatzkräfte, Militärschläge aus der Luft oder zur See und sogar militärische Interventionen in das Gebiet, wo die Proliferation stattgefunden hat. Im Fall eines nichtstaatlichen Akteurs, der nukleare Sprengköpfe bauen will, würden militärische Antiproliferationseinsätze das Gebiet des Gaststaates treffen, unabhängig davon, ob dieser Staat den nichtstaatlichen Akteur bewusst beherbergt, oder nur deshalb, weil er über Teile seines Territoriums nur mangelhafte Kontrolle hat. Militärische Antiproliferationseinsätze können in präventiver oder präemptiver Art und Weise durchgeführt werden oder als Vergeltungsmaßnahmen. In vielen Fällen stellen sie eine Verletzung internationalen Rechts dar, weil sie als Akte der Aggression gelten. Die Vereinigten Staaten haben solche Einsätze zu einem integralen Bestandteil ihrer offiziellen nationalen Sicherheitsstrategie gemacht. Andere große Mächte haben eine gewisse Bereitschaft gezeigt, solche Optionen ebenfalls in Betracht zu ziehen.

Nicht weit entfernt von einer klassischen und umfassenden militärischen Intervention, müssen militärische Proliferationseinsätze geheim vorbereitet werden, um sowohl das Überraschungsmoment als auch die Erfolgsaussichten zu vergrößern. Wenn möglich, werden sie sogar im Geheimen ausgeführt. Unter Umständen werden sie nicht einmal hinterher bekannt gemacht. Die Öffentlichkeit weiß nicht, wie viele solcher Einsätze im Lauf der Jahre stattgefunden haben. Die meisten der bekannten Einsätze waren Bestandteil von Kriegshandlungen, etwa die Angriffe der Alliierten im Zweiten Weltkrieg auf von Deutschland kontrollierte nukleare Anlagen in Europa. Öffentlich bekannt wurde auch der israelische Angriff auf den irakischen Reaktor in Osirak 1981. Schließlich wurde der Krieg gegen den Irak 2003 mit Antiproliferation als einem der Hauptargumente legitimiert. Wie sich jedoch später herausstellte, gab es dort keinen Fall von Proliferation, der rückgängig zu machen gewesen wäre.

Wegen der Geheimhaltung ist es schwierig, die realen Auswirkungen solcher Einsätze für den Abbruch oder die Verzögerung von

Atomprogrammen zu beurteilen. Aus dem, was man weiß, ist die Wirkung zumindest geringfügig und zweifelhaft. Zusätzlich muss sie gegen das Risiko des Fehlschlags, gegen die Verletzung internationalen Rechts und die Möglichkeit einer falschen Anschuldigung wegen Proliferation abgewogen werden, die solchen Einsätzen zugrunde liegen kann. Jüngste öffentliche Diskussionen über einen möglichen Militärschlag der USA und/oder Israels zum Zweck der Antiproliferation gegen das iranische Nuklearprogramm haben mehr Licht auf die Komplexität, die zweifelhaften Erfolgsaussichten und die Unwägbarkeiten einer solchen Operation geworfen.

5 Eine Welt auf der Suche nach Energie

Die Sorge wächst, ob die heutigen Hauptquellen der Primärenergie – Öl und Erdgas – auch weiterhin den wachsenden Bedarf ausreichend befriedigen können. Die weltweite Nachfrage nach Energie wächst rapide, vor allem wegen der schnellen Entwicklung asiatischer Länder zu Industriegesellschaften. Indem Asien infolge der durch die Globalisierung freigesetzten Kräfte arbeits- und energieintensive Produktionsprozesse übernimmt, die früher in der sich heute deindustrialisierenden westlichen Welt beheimatet waren, ist der Energiebedarf dort sprunghaft gestiegen. Eine ausreichende Energieversorgung ist zu einer der Grundvoraussetzungen für die asiatische Entwicklung geworden. Jedoch sind weder Öl noch Gas unerschöpflich oder können zu erschwinglichen Preisen in unbegrenzten Mengen überall und jederzeit geliefert werden. Früher oder später muss man mit Knappheit rechnen, die entweder aus der Kluft zwischen Nachfrage und Angebot oder aus regionalen Konflikten erwächst. Deshalb ist die Suche nach alternativen und zusätzlichen Energiequellen zu einem maßgeblichen Trend sowohl in der westlichen Welt wie auch in den sich entwickelnden Ländern geworden. Atomenergie ist eine der Alternativen, die immer mehr in Betracht gezogen wird.

In der westlichen Welt existieren diverse Studien, die behaupten, dass es möglich sei, die Proliferation zu begrenzen, während man gleichzeitig zivile Nukleartechnologie exportiert.²⁹ Die Non-Proliferationslösungen, die für die Zukunft angeboten werden, sind etwa so vielversprechend wie die Non-Proliferationsinitiativen, die in den

sechziger und siebziger Jahren proklamiert wurden. Sie wären vermutlich auch von ähnlicher Wirksamkeit. Diese Vorschläge würden es ermöglichen, erst einmal zu kaufen, bis erste Beispiele Schlupflöcher und Lücken demonstrieren. Seitdem nichtstaatliche Akteure sich auf diesem Feld tummeln, bieten Non-Proliferationsmaßnahmen, die für die Verhinderung oder Regelung der Weitergabe zwischen Staaten geschaffen wurden, vermutlich mehr Schlupflöcher als früher. Ein Problem wird von allen übersehen, die nukleare Technologieexporte trotz der Proliferations- und Sicherheitsbedenken befürworten. Man kann nicht zur gleichen Zeit ein Maximum an Schutz vor Proliferation und ein Maximum an wirtschaftlichen Vorteilen beim Export ziviler nuklearer Energie haben.

Trotz der verschiedensten Vorbeugemaßnahmen, die ergriffen worden sind, wird die nukleare Proliferation auch in Zukunft ein Problem für die internationale Sicherheit darstellen. Es ist aller Wahrscheinlichkeit nach nicht übertrieben, zu behaupten, dass es unmöglich ist, die zivile Nutzung der Atomenergie hundertprozentig resistent gegen Proliferation zu machen. Die Hürden für die nukleare Proliferation könnten erhöht werden, d.h. das Problem würde eingegrenzt werden. Jedoch werden wohl alle vorgeschlagenen und auch umgesetzten Maßnahmen zur Eingrenzung des Problems mit der Zeit an Wirksamkeit einbüßen. Technologischer Fortschritt und wachsender Zugang zu Technologien wird irgendwann in Zukunft die Versuche, die alten und neuen Non-Proliferationsmaßnahmen zu umgehen, erleichtern oder es der Proliferation sogar erlauben, völlig neue technologische Wege zu gehen.

Bei solchen Aussichten muss man selbst unter günstigsten Bedingungen annehmen, dass die Proliferationsrisiken langsam wachsen, weil die Zahl der Länder, die Atomenergie zur Elektrizitätserzeugung nutzen, wächst. Mit jedem Land, das sich dem Kreis der zivilen Atomenergienutzer anschließt, gibt es zusätzliche Orte, an denen nukleares Material überwacht werden muss, zusätzliche Experten und Wissenschaftler mit spezieller Ausbildung und speziellem Wissen, die beschäftigt werden wollen, und zusätzliche Orte mit Einrichtungen, die möglicherweise ein Ziel terroristischer Angriffe sein könnten.

Zukünftig könnten die Proliferationsrisiken aus verschiedenen Gründen steigen: Erstens ist Uran selbst eine begrenzte Energiequelle. Die Weltreserven an Uran werden definitiv zu Ende gehen. Um Uran zu einer nachhaltigeren Energiequelle zu machen, muss

man geschlossene Brennstoffkreisläufe nutzen und damit Technologien, die höhere Proliferationsrisiken mit sich bringen, wie etwa Wiederaufbereitung und die Separation von Plutonium. Zweitens ist einer der Effekte der Globalisierung, die registriert werden können, die Schwächung des staatlichen Gewaltmonopols. Dieses Phänomen wird oft unter der Rubrik „failing“ oder „failed states“ abgehandelt, und deren Anzahl wächst kontinuierlich. In solchen Staaten haben Regierungen Teile ihres Territoriums, das sie angeblich regieren, nicht mehr länger unter Kontrolle. Sie können nicht länger Sicherheit garantieren. Wenn failed states nukleare Einrichtungen beherbergen, egal ob zivil oder militärisch, werden sie unverzüglich zu einem großen Proliferationsproblem. Der Zerfall der früheren Sowjetunion hat der Welt viele Aspekte, die eine solche Situation kennzeichnen, bewusst gemacht. Können wir sicher sein, dass Pakistan niemals zu einem failed state wird oder zerfällt? Drittens wird es immer mehr Länder geben, die „Lieferer von nuklearer Technologie“ werden, weil die Zahl der Länder zunimmt, die zivile nukleare Einrichtungen betreiben und damit auch der Technologietransfer in diese Länder steigt. Die Deindustrialisierung des Westens und die Industrialisierung des Südens werden ein ernsthafter Test für die heutigen Mechanismen der Kontrolle, der Begrenzung oder des Verbots nuklearer Technologieexporte. Einige der potenziellen künftigen Lieferstaaten nuklearer Technologie könnten ein anderes Verständnis von ziviler Nutzung haben als die traditionellen Nuklearmächte und ihre engsten Verbündeten. Die Herausforderung für das Exportkontrollsystem bezüglich nuklearer Ausfuhren wird bedeutend sein. Wenn solche neuen Lieferländer erst einmal um Marktanteile kämpfen, könnte es durchaus sein, dass die Industrien in den westlichen Ländern ein altes und gefährliches Argument bringen, das in früheren Jahrzehnten die nukleare Proliferation gefördert hat: „Wenn wir es nicht verkaufen, werden sie es tun. Also ist es besser, wir verkaufen es.“

Vor etwa fünfundzwanzig Jahren kam eine SIPRI-Studie³⁰ über Proliferationsrisiken bei Nuklearenergie zu dem Schluss, dass ein geschlossener Brennstoffkreislauf, der auf multilateralen Anreicherungs- und Brennstoffeinrichtungen beruht, der vermutlich gegen Proliferation resistenteste Weg für die zukünftige Nutzung der Atomenergie sei. Die Studie drang darauf, entschlossen die zwei

oder drei Jahrzehnte zu nutzen, die durch den NPT und andere Non-Proliferationsmaßnahmen gewonnen wurden und die den Prozess der Proliferation hinauszögern und die Möglichkeit eröffnen, einen solchen resistenten Brennstoffkreislauf zu entwickeln. Seitdem sind wenige praktische Fortschritte gemacht worden. Warum sollte es in Zukunft größere Fortschritte geben?

Atomenergie wird von vielen Ländern noch immer als hochwertige und moderne Technologie angesehen. Deshalb wird sie als ein normaler Weg der Modernisierung betrachtet. Nicht alle Länder werden über die wirtschaftlichen Mittel verfügen, diesen Weg zu gehen, aber die, die es können, könnten die nukleare Option wählen. So lange westliche Länder, die am profitablen Export von nuklearen Einrichtungen interessiert sind, Atomenergie als moderne, umweltfreundliche und billige Energiequelle darstellen, werden sie neue Länder ermutigen, nukleare Technologie zu nutzen. Indem sie das tun, werden sie zwangsläufig die Risiken der Proliferation erhöhen.³¹

Zum Schluss eine Erinnerung: Der NPT und das Non-Proliferations-system, die zwischen den späten sechziger Jahren und dem Beginn des einundzwanzigsten Jahrhunderts geschaffen wurden, basierten auf einer unausgesprochenen Voraussetzung, die schon erwähnt wurde. Es ist möglich, die Non-Proliferation zu stärken und die Mechanismen der Non-Proliferation effektiver zu machen. Aber um das zu erreichen, muss der politische Wille da sein. Ob dieser Wille existiert, hängt von sichtbaren Fortschritten bei der Atomwaffenkontrolle und der Abrüstung ab. Der gegenwärtige Mangel an politischem Willen, Fortschritte bei der Abrüstung zu erzielen, könnte sich negativ auf den politischen Willen zur Unterstützung eines strengeren Non-Proliferationsregimes auswirken. In diesem Fall würde das Non-Proliferationsregime eher geschwächt als gestärkt.

³¹ Es wäre eine Überlegung wert, die Atomenergie als veraltete Technologie zu betrachten. Heute arbeiten in immer mehr Ländern die besten Techniker, Ingenieure und Wissenschaftler eher an Technologien zur Erhöhung der Energieeffizienz oder an erneuerbaren Energien statt an nuklearen Technologien.



Pferdewagen vor den Blöcken 5 und 6 des Atomkraftwerks Kosloduj (Atomna Elektro Zentrala AEZ) in Bulgarien. © Peter Dammann/Greenpeace

Literatur

Dokumente

- Central Intelligence Agency, Deputy Director of Central Intelligence (2005): The Likelihood of Further Nuclear Proliferation. National Intelligence Estimate, nos. 4–66, Langley, VA: January 20, 1966 (formerly SECRET/CONTROLLED DISSEM, partially declassified April 2005).
- Central Intelligence Agency (2001): Managing Nuclear Proliferation: The Politics of Limited Choice. Research Study, Langley, VA: Dezember 1975 (formerly SECRET/NOFORN, partially declassified August 21, 2001).
- Federal Foreign Office (2004): Preventing the Proliferation of Weapons of Mass Destruction – Key Documents. Berlin.
- International Atomic Energy Agency (1972): The Structure and Content of Agreements Between the Agency and States Required in Connection with the Treaty on the Nonproliferation of Nuclear Weapons. INFCIRC/153 corrected, Wien 1972. http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/Others/inf153_shtml
- International Atomic Energy Agency (1974): The Text of the Agreement between Iran and the Agency for the Application of Safeguards in Connection with the Treaty on the Nonproliferation of Nuclear Weapons. INFCIRC/214, Wien 1974. <http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/Others/infirc214.pdf>
- International Atomic Energy Agency (1997): Model Protocol Additional to the Agreement(s) Between State(s) and the International Atomic Energy Agency for the Application of Safeguards. INFCIRC/540 corrected, Wien 1997. <http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/1997/infirc540c.pdf>
- International Atomic Energy Agency (2005): Multilateral Approaches to the Nuclear Fuel Cycle: Expert Group Report submitted to the Director General of the International Atomic Energy Agency. INFCIRC/640, Wien 2005. <http://www.iaea.org/Publications/Documents/Infcircs/2005/infirc640.pdf>
- United Nations (2004): UN Security Council Resolution 1540. S/Res/1540, New York.
- United States Congress, Office of Technology Assessment (1993a): Proliferation of Weapons of Mass Destruction – Assessing the Risks. OTA-ISC-559, Washington, DC. <http://www.wws.princeton.edu/cgi-bin/byteserv.prl/~ota/disk1/1993/9341/9341.pdf>
- United States Congress, Office of Technology Assessment (1993b): Technologies Underlying Weapons of Mass Destruction. OTA-BP-ISC-115, Washington, DC. <http://www.wws.princeton.edu/cgi-bin/byteserv.prl/~ota/disk1/1993/9344/9344.pdf>
- United States Congress, Office of Technology Assessment (1993c): Dismantling the Bomb and Managing the Nuclear Materials. OTA-A-572, Washington, DC. <http://www.wws.princeton.edu/cgi-bin/byteserv.prl/~ota/disk1/1993/9320/9320.pdf>
- United States Senate, Committee on Governmental Affairs (1980): Nuclear Proliferation Factbook. US Government Printing Office, Washington, DC.

Untersuchungen und Analysen

- Albright, David u.a. (1997): Plutonium and Highly Enriched Uranium 1996: World Inventories, Capabilities, and Policies. Stockholm International Peace Research Institute, London.
- Allison, Graham T. u.a. (1996): Avoiding Nuclear Anarchy – Containing the Threat of Loose Russian Nuclear Weapons and Fissile Material. CSIA Studies in International Security, no. 12, Cambridge/London.
- Applegarth, Claire und Ryanna Tyson (2005): Major Proposals to Strengthen the Nonproliferation Treaty, Arms Control Association and Women's International League for Peace and Freedom. Washington, DC/New York. <http://www.reachingcriticalwill.org/pubs/MajorProposals.pdf>
- Atlantic Council of the United States (2004): Proliferation and the Future of Nuclear Power. Bulletin, vol. XV, no.2, Washington, DC.http://www.acus.org/docs/0403-Proliferation_Future_Nuclear_Power.pdf
- Barleon, Leopold u.a. (2004): Wohin mit dem Plutonium? – Optionen und Entscheidungskriterien. Forschungsstätte der Evangelischen Studiengemeinschaft, Reihe B Nr. 31, Heidelberg.
- Barnaby, Frank u.a. (eds.) (1974): Nuclear Proliferation Problems – Radioactive Waste. Stockholm International Peace Research Institute, Cambridge/London/Stockholm.
- Barnaby, Frank u.a. (eds.) (1979): Nuclear Energy and Nuclear Weapons Proliferation. Stockholm International Peace Research Institute, London/Stockholm.
- Bunn, Mathew und Anthony Wier (2005): Securing the Bomb 2005 – The New Global Imperatives. Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard University, Cambridge, MA. http://www.nti.org/e_research/analysis_cnmwupdate_052404.pdf
- Cirincione, Joseph u.a. (2002): Deadly Arsenal – Tracking Weapons of Mass Destruction. Carnegie Endowment for International Peace, Washington, DC.
- Eisenbart, Constance und Dieter von Ehrenstein (Hrsg.) (1990): Nichtverbreitung von Nuklearwaffen – Krise eines Konzepts. Forschungsstätte der Evangelischen Studiengemeinschaft Reihe A Nr. 30, Heidelberg.
- Fischer, David (1992): Stopping the Spread of Nuclear Weapons: The Past and the Prospects. London.
- Gilinski, Viktor u.a. (2004): A Fresh Examination of the Proliferation Dangers of Light Water Reactors. Nonproliferation Policy Education Center, Washington, DC 2004. http://npec-web.org/projects/NPECLWRREPORT_FINAL110-22-2004.pdf
- Jones, Rodney W. u.a. (1998): Tracking Nuclear Proliferation. Carnegie Endowment for International Peace, Washington, DC.
- Kalinowski, Martin (2005): International Control of Tritium for Nuclear Nonproliferation and Disarmament. London.
- Koch, Egmont R. (2005): Atomwaffen für Al Qaida. Berlin.
- Kollert, Roland (1994): Die Politik der latenten Proliferation – Militärische Nutzung „friedlicher“ Kerntechnik in Westeuropa. Wiesbaden.
- Krause, Joachim (1998): Strukturwandel der Nichtverbreitungspolitik. München.

- Kubbig, Bernd W. (1981): Nuklearenergie und nukleare Proliferation. Frankfurt.
- Leaventhal, Paul und Alexander Yonah (1987): Preventing Nuclear Terrorism. Nuclear Control Institute, Washington, DC.
- Liebert, Wolfgang und Christoph Pistner (2001): Disposition of Plutonium Stockpiles. Interdisziplinäre Arbeitsgruppe Naturwissenschaft, Technik und Sicherheit (IANUS), Working Paper 4-2001, Darmstadt.
http://www.ianus.tu-darmstadt.de/Arbeitsberichte/Berichte2001/bericht_4_2001.pdf
- Makhijani, Arjun u.a. (2004): Uranium Enrichment – Just Plain Facts to Fuel in Informed Debate on Nuclear Proliferation and Nuclear Power. Institute for Energy and Environmental Research, Takoma Park, MD: October 15, 2004. <http://www.ieer.org/reports/uranium/enrichment.pdf>.
- Mozley, Robert F. (1998): The Politics and Technology of Nuclear Nonproliferation. Washington, DC.
- National Academy of Sciences (1995): Committee on International Security and Arms Control. Management and Disposition of Excess Weapons Plutonium. Washington, DC.
- Perkovich, George u.a. (2005): Universal Compliance. Carnegie Endowment for International Peace, Washington, DC.
<http://www.carnegieendowment.org/files/UC2.FINAL3.pdf>.
- Spector, Leonard S. u.a. (1995): Tracking Nuclear Proliferation. Carnegie Endowment for International Peace, Washington.
- Spector, Leonard and Jacqueline R. Smith (1990): Nuclear Ambitions. Boulder/San Francisco/Oxford.
- Tanter, Raymond (1999): Rogue Regimes Terrorism and Proliferation. New York: updated edition.

Websites

International Atomic Energy Agency: <http://www.iaea.org>

Nuclear Suppliers Group: <http://www.nuclearsuppliersgroup.org/>

United Nations: <http://www.un.org>

Arms Control Association: <http://www.armscontrol.org>

Bulletin Of Atomic Scientists: <http://www.thebulletin.org>

Carnegie Endowment for International Peace: <http://www.ceip.org>

Federation of American Scientists: <http://www.fas.org>

Globalsecurity.org (Country Profiles):

<http://www.globalsecurity.org/wmd/world/index.html>

Institute for Science and International Security: <http://www.isis-online.org>

Managing the Atom Project, Belfer Center, Harvard University:

[http://bcsia.ksg.harvard.edu/research.cfm?program=STPP&project=MTA
&pb_id=240&gma=27&gmi=47](http://bcsia.ksg.harvard.edu/research.cfm?program=STPP&project=MTA&pb_id=240&gma=27&gmi=47)

Monterey Institute for International Security: <http://cns.miis.edu/>

Nuclear Threat Initiative: <http://www.nti.org>

Nuclear Threat Initiative (Country Profiles):

http://www.nti.org/e_research/profiles/index.html

Russian American Nuclear Advisory Committee: <http://www.ransac.org>

Peace Research Institute Frankfurt: <http://www.hsfk.de>

Women's International League for Peace and Freedom:

<http://www.reachingcriticalwill.org>

Verification Technology Information Centre: <http://www.vertic.org.uk>



KAPITEL 5

DIE WIRTSCHAFTLICHKEIT DER ATOMENERGIE

Von Steve Thomas



Wohnhäuser vor dem Kühlturm des stillgelegten Atomkraftwerkes Mühlheim-Kärlich. Das umstrittene Atomkraftwerk, das an einer gefährlichen Stelle errichtet wurde, war nur ein Jahr lang in Betrieb. © Paul Langrock/Zenit/Greenpeace

1 Einleitung

Die ernste Herausforderung, die die Notwendigkeit zur Verminderung der Treibhausgasemissionen insbesondere im Sektor der Stromerzeugung darstellt, hat zu einem wiedererwachten Interesse am Bau neuer Atomkraftwerke geführt. Diese sollen zu Beginn den alternden Bestand bestehender Reaktoren ersetzen, dann die wachsende Nachfrage nach Strom befriedigen und schließlich gegen einen Teil der mit fossilen Brennstoffen betriebenen Kraftwerke ausgetauscht werden. Auf lange Sicht lautet das Versprechen, dass eine neue Generation von Atomkraftwerken zur Wasserstoffproduktion eingesetzt und damit die Verbrennung von Kohlenwasserstoffen in Kraftfahrzeugen überflüssig gemacht werden kann.

Wenn die Öffentlichkeit hinsichtlich der Frage, ob die Atomenergie eine günstige Stromquelle darstellt, verwirrt ist, ist das nur zu verständlich. In den letzten Jahren wurde die Atomenergie in einer großen Anzahl offenkundig autoritativer Studien in einem guten Licht präsentiert, und die meisten Energieversorger scheinen entschlossen, ihre bestehenden Anlagen so lange wie möglich weiter zu betreiben. Gleichzeitig scheuen die Energieversorger angesichts mangelnder Preis- und Marktgarantien und Subventionen vor dem Bau neuer Atomkraftwerke zurück. Ein Teil dieses scheinbaren Widerspruchs erklärt sich durch die Differenz zwischen den laufenden Kosten der Stromerzeugung aus Atomenergie, die generell relativ gering veranschlagt werden, und den Gesamtkosten der Atomstromerzeugung – einschließlich der Rückzahlung der Baukosten –, die beträchtlich höher liegen. Mit anderen Worten: Ist ein Atomkraftwerk erst einmal gebaut, könnte es wirtschaftlich durchaus sinnvoll sein, die Anlage weiter zu betreiben, und zwar selbst dann, wenn die gesamten Erzeugungskosten einschließlich der Baukosten höher sind als die Kosten alternativer Techniken. Die Baukosten einer Anlage sind nämlich „Sunk Costs“, versunkene Kosten, die nicht rückgängig gemacht werden können, die Grenzkosten der Erzeugung einer zusätzlichen Kilowattstunde (kWh) dagegen können vergleichsweise gering sein.

Allerdings rührt ein Großteil des Unterschieds zwischen der Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen und der Wirtschaftlichkeitsprognosen für zukünftige Anlagen von unterschiedlichen Annahmen beispielsweise zu den Betriebsleistungen und laufenden Kosten her, die sich nicht so ohne weiteres auf die Gesamtzahlen umlegen lassen.

In diesem Kapitel sollen die zentralen ökonomischen Parameter identifiziert, ihre bestimmenden Faktoren kommentiert und die Annahmen der wichtigsten Prognosen aus den letzten fünf Jahren überprüft werden, um zu ermitteln, inwiefern und warum diese Prognosen voneinander abweichen. Gleichzeitig werden auch die Garantien und Subventionen identifiziert, die Regierung möglicherweise bieten müssen, damit neue Kernkraftwerke gebaut werden.

2 Der Weltmarkt für Atomkraftwerke: Bestellungen und weitere Aussichten

In den letzten Jahren hat die angebliche internationale Renaissance der Atomenergie insbesondere in den pazifischen Anrainerstaaten viel Publicity bekommen. Allerdings deutet ein Überblick über den aktuellen Stand der Bestellungen (siehe Tabelle 2) darauf hin, dass es mit dieser Renaissance nicht ganz so weit her ist. Im Oktober 2005 befanden sich weltweit 22 Anlagen mit einer Gesamtkapazität von ca. 19 Gigawatt (GW) im Bau, verglichen mit 441 Anlagen im Dienst mit einer Gesamtkapazität von 368 GW (siehe Tabelle 1). Von den derzeit im Bau befindlichen Anlagen basieren 16 auf indischer, russischer oder chinesischer Technologie – Reaktortypen, die im Westen aller Wahrscheinlichkeit nach nie zum Einsatz kommen würden. Bei sechs dieser Anlagen, mit deren Bau vor 1990 begonnen wurde, sind Zweifel angebracht, ob sie jemals fertiggestellt werden. Darüber hinaus liegen die Anlagen, die sich auf Taiwan im Bau befinden und mit deren Fertigstellung bei der Bestellung 1996 für das 2004 gerechnet wurde, um sechs Jahren hinter dem Zeitplan zurück. Die beiden in Europa aktiven westlichen Hersteller – Westinghouse und Areva – derweil haben nur ein einzige Bestellung vorliegen: das Areva-Atomkraftwerk Olkiluoto in Finnland.

Angesichts der offiziellen Prognose Pekings, bis zum Jahr 2020 rund 30 neue Atomkraftwerke zu errichten, wird China häufig als künftiger Großbesteller angeführt. Allerdings spricht China seit über 25 Jahren immer wieder von umfangreichen Bestellungen, hat in dieser Zeit aber nur elf Blöcke bestellt und davon waren drei kleine Reaktoren aus lokaler Fertigung. Höchstwahrscheinlich wird China wegen der begrenzten Kapitalressourcen nur eine kleinere Anzahl von Neubestellungen auf dem internationalen Markt tätigen – und zwar weniger als von der chinesischen Regierung prognostiziert oder von der internationalen Atomindustrie erhofft – und parallel dazu den Ausbau einer eigenen Atomindustrie forcieren.

Indien bestellte in den sechziger Jahren Atomkraftwerke von westlichen Lieferanten, aber ein Atomwaffentest im Jahr 1975, bei dem in einem kanadischen Forschungsreaktor produziertes Spaltmaterial eingesetzt wurde, führte zum Abbruch aller Kontakte mit westlichen Lieferanten. Seitdem baut Indien weitere Anlagen auf der Grundlage eines kanadischen Designs aus den sechziger Jahren. Allerdings leiden diese Reaktoren unter einer geringen Zuverlässigkeit, und da ihr Bau meist viel länger als vorhergesagt dauert, sollten die Angaben zur Fertigstellung in Tabelle 2 mit Skepsis betrachtet werden. Die Vereinigten Staaten, die 1998 nach weiteren Waffentests ebenfalls die Kooperation mit Indien eingestellt hatten, nahmen 2005 Verhandlungen mit Neu Delhi über einen Vertrag zur technologischen Zusammenarbeit im Bereich der zivilen Atomstromnutzung auf. Auch Kanada beliefert Indien seit 2005 wieder mit nuklearem Material. Ob und wann sich daraus neue Bestellungen für westliche Kernkraftwerkhersteller ergeben, bleibt abzuwarten.

Tabelle 1

Atomare Kapazität vorhandener und im Bau befindlicher Anlagen

Land	Anlagen in Betrieb: Leistung/MW (Anzahl Blöcke)	Anlagen im Bau:1 Leistung/MW (Anzahl Blöcke)	Atomstromanteil im Jahr 2004 (in %)	Reaktor- typ(en)2	Lieferanten
Argentinien	935 (2)	-	9	HWR	Siemens, AECL
Armenien	376 (1)	-	35	WWER	Russland
Belgien	5728 (7)	-	55	DWR	Framatome
Brasilien	1901 (2)	-	4	DWR	Westinghouse, Siemens
Bulgarien	2722 (4)	-	38	WWER	Russland
China	6587 (9)	2000 (2)	?	DWR, HWR, WWER	Framatome, AECL, China, Russland
Taiwan	4884 (6)	2600 (2)	?	DWR, SWR	GE, Framatome
Deutschland	20303 (17)	-	28	DWR, SWR	Siemens
Finnland	2656 (4)	1600 (1)	27	WWER, SWR, DWR	Russland, Asea, Westinghouse
Frankreich	63473 (59)	-	78	DWR	Framatome
Großbritannien	11852 (23)	-	24	GGR, DWR	UK, Westinghouse
Indien	2983 (15)	3638 (8)	3	HWR, SFR, WWER	AECL, Indien, Russland
Iran	-	915 (1)	-	WWER	Russland
Japan	47646 (55)	1933 (2)	25	SWR, DWR	Hitachi, Toshiba, Mitsubishi
Kanada ³	12599 (18)	-	12	HWR	AECL
Litauen	1185 (1)	-	80	RBMK	Russland
Mexiko	1310 (2)	-	5	SWR	GE
Niederlande	452 (1)	-	4	DWR	Siemens
Pakistan	425 (2)	300 (1)	2	HWR, DWR	Kanada, China
Rumänien	655 (1)	655 (1)	9	HWR	AECL
Russland	21743 (31)	3775 (4)	17	WWER, RBMK	Russland
Schweden	8844 (10)	-	50	DWR, SWR	Westinghouse, Asea
Schweiz	3220 (5)	-	40	DWR, SWR	Westinghouse, GE, Siemens
Slowakei	2472 (6)	-	57	WWER	Russland
Slowenien	676 (1)	-	40	DWR	Westinghouse
Spanien	7584 (9)	-	24	DWR, SWR	Westinghouse, GE, Siemens

Südafrika	1842 (2)	-	6	DWR	Framatome
Südkorea	16840 (20)	-	40	DWR, HWR	Westinghouse, AECL, Korea
Tschechien	3472 (6)	-	31	WWER	Russland
Ukraine	13168 (15)	-	46	WWER	Russland
Ungarn	1755 (4)	-	33	WWER	Russland
USA	97587 (103)	-	20	DWR, SWR	Westinghouse, B&W, CE, GE
WELTWEIT	367875 (441)	19210 (22)	16		

1 Anlagen im Bau ohne Anlagen, die sich im Baustopp befinden.

2 Reaktortypen:

DWR: Druckwasserreaktor

SWR: Siedewasserreaktor

HWR: Schwerwassermoderierter Reaktor (einschließlich CANDU)
(Heavy Water Reactor)

WWER: Russischer DWR (Wasser-Wasser-Energiereaktor)

RBMK: Russischer graphitmoderierter Siedewasser-Druckröhrenreaktor
(reaktor bolshoi moschtschnosti kipjaschtschij)

SFR: Schneller Brüter

GGR: Gasgekühlter Reaktor

3 Nicht berücksichtigt in den Angaben für Kanada sind zwei Blöcke mit einer Gesamtkapazität von 1561 MW, die in den neunziger Jahren stillgelegt wurden, aber laut einem Beschluss vom Oktober 2005 modernisiert und wieder in Betrieb genommen werden sollen.

Quelle: World Nuclear Association

(<http://www.world-nuclear.org/info/reactor.htm>); Stand 10/2005

Tabelle 2

Atomkraftwerke weltweit im Bau

Land	Standort	Reaktor- typ	Hersteller	Leistung /MW	Bau- beginn	Bau- fort- schritt (in %)	Inbe- trieb- nahme geplant
China	Tianwan 1	WWER	Russland	1000	1999	70	2006
China	Tianwan 2	WWER	Russland	1000	2000	100	2006
Taiwan	Lungmen 1	ABWR	GE	1300	1999	57	2009
Taiwan	Lungmen 2	ABWR	GE	1300	1999	57	2010
Finnland	Olkiluoto 3	EPR	Areva	1600	2005	-	2009
Indien	Kaiga 3	CANDU	Indien	202	2002	45	2007
Indien	Kaiga 4	CANDU	Indien	202	2002	28	2007
Indien	Kudankulam 1	WWER	Russland	917	2002	40	2008
Indien	Kudankulam 2	WWER	Russland	917	2002	40	2008
Indien	Tarapur 3	CANDU	Indien	490	2000	73	2007
Indien	PFBR	SFR	Indien	470	2005	0	?
Indien	Rajasthan 5	CANDU	Indien	202	2002	34	2007
Indien	Rajasthan 6	CANDU	Indien	202	2003	19	2007
Iran	Busher	WWER	Russland	915	1975	75	2006
Japan	Tomari 3	DWR	Mitsubishi	866	2004	28	2009
Japan	Higashi Dori 1	SWR	Toshiba	1067	2000	95	2005
Pakistan	Chasnupp 2	DWR	China	300	2005	-	2011
Rumänien	Cernavoda 2	CANDU	AECL	655	1983	71	2007
Russland	Balakowo 5	WWER	Russland	950	1987	?	2010
Russland	Kursk 5	RBMK	Russland	925	1985	70	?
Russland	Kalinin 4	WWER	Russland	950	1986	?	2010
Russland	Wolgodonsk 2	WWER	Russland	950	1983	?	2008
GESAMT				17480			

Reaktortyp

EPR: Europäischer Druckwasserreaktor (European Pressurized Reactor)

ABWR: Fortgeschrittener Siedewasserreaktor (Advanced Boiling Water Reactor)

Quellen: PRIS Data Base (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, „World List of Nuclear Plants“.

Tabelle 3

Atomkraftwerke im Baustopp

Land	Standort	Reaktor- typ	Hersteller	Netto- leistung/ MW	Bau- beginn	Baufort- schritt in %
Argentinien	Atucha 2	CANDU	AECL	692	1981	80
Brasilien	Angra 3	DWR	Siemens	1275	1976	30
Nordkorea	Kedo 1	DWR	Südkorea	1000	1997	33
Nordkorea	Kedo 2	DWR	Südkorea	1000	1997	33
Rumänien	Cernavoda 3	CANDU	AECL	655	1983	10
Rumänien	Cernavoda 4	CANDU	AECL	655	1983	8
Rumänien	Cernavoda 5	CANDU	AECL	655	1983	8
Slowakei	Mochovce 3	WWER	Russland	405	1983	50
Slowakei	Mochovce 4	WWER	Russland	405	1983	40
Ukraine	Khmelnitsky 3	WWER	Russland	950	1986	15
Ukraine	Khmelnitsky 4	WWER	Russland	950	1987	15
GESAMT				8642		

Quellen: PRIS Data Base (<http://www.iaea.org/programmes/a2/index.html>), Nuclear News, „World List of Nuclear Plants“.

Tabelle 4

Mögliche Bestellungen in den nächsten zwei bis drei Jahren

Käufer	Standort	Bieter, Reaktortyp	Leistung	Mögliches Bestell- datum	Geplante Fertig- stellung
China	Sanmen	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Russland (WWER-1000)	2x1000 MW	2005/06	?
China	Yangjiang	Areva (EPR), Westinghouse (AP1000), Russland (WWER-1000)	2x1000 MW	2005/06	?
Frankreich	Flamanville 3	Areva (EPR)	1x1600 MW	2006	2012
Südkorea	Shin-Kori 1&2	Korea (KSNP)	2x1000 MW	2005	2010 2012
Südkorea	Shin-Kori 3&4	Korea (APR-1400)	2x1400 MW	2006	2012 2013
Japan	Tsuruga 3&4	Mitsubishi (APWR)	2x1500 MW	2006	2014

Japan ist ein weiteres Land, das regelmäßig weitaus mehr Reaktor-neubauten vorhergesagt hat, als dann später tatsächlich geordert wurden. Die für diese Anlagen notwendigen Teile werden von japanischen Unternehmen geliefert, die von Westinghouse und GE lizenzierte Technologien verwenden. Obwohl sich in Japan der Genehmigungsprozess für neue Anlagen bis zu 20 Jahre hinziehen kann, vergeht von Baubeginn bis Fertigstellung nur wenig Zeit (normalerweise vier Jahre), und der Zeitplan wird üblicherweise eingehalten. Nach einer Serie von Unfällen in den häufig schlecht gemanagten japanischen Atomanlagen ist das Misstrauen in der Öffentlichkeit gegenüber Atomstrom kräftig gewachsen und dürfte sich die Suche nach neuen Standorten für Atomkraftwerke wohl sehr schwierig gestalten.

Da zuverlässige Informationen über den Baufortschritt von russischen Atomkraftwerken nur schwierig zu beschaffen sind, ist nicht auszuschließen, dass an den hier als im Bau befindlich aufgeführten Anlagen derzeit nicht weitergebaut wird, was insbesondere für das Atomkraftwerk Kursk 5 gilt, das auf derselben Technologie wie der Tschernobyl-Reaktor basiert.

Der für die in Tabelle 3 aufgeführten elf Blöcke angegebene Fertigstellungsgrad, mit deren Bau bereits begonnen, die aber noch nicht fertiggestellt sind, ist mit Vorsicht zu genießen. Bei Anlagen, die zu weniger als 33 Prozent fertiggestellt sind, wurden bislang wohl nur vorbereitende Arbeiten am Standort ausgeführt, der Bau am Reaktor selbst aber noch nicht aufgenommen.

Was die erwarteten Bestellungen in den kommenden Jahren angeht (siehe Tabelle 4), hat China zwar angekündigt, diese Bestellungen noch 2005 zu tätigen, wobei es allerdings niemanden überraschen würde, wenn Peking diesen Fahrplan nicht einhält. Nachdem der Baubeginn der in Südkorea mit koreanischer Technologie (lizenziert von BNFL/Westinghouse) geplanten Kraftwerke mehrmals verschoben wurde, geht man derzeit davon aus, dass mit dem Bau der Blöcke 1 und 2 nicht vor 2006 und der Blöcke 3 und 4 nicht vor 2007 begonnen wird.

Auch die japanischen Tsuruga-Blöcke – die ersten Bestellungen des APWR-Bautyps – liegen um über sechs Jahre hinter dem ursprünglichen Zeitplan zurück.

Ob der Auftrag für den Flamanville-3-Block, den Frankreich errichten möchte, erteilt werden kann, hängt von Ergebnis einer öffentlichen Anhörung ab, die durch einen von der Regierung er-

nannten unabhängigen Ausschuss durchgeführt und aller Wahrscheinlichkeit nach nicht vor Mitte 2006 abgeschlossen sein wird.

Im Rahmen des 2002 aufgelegten Programms Nuclear Power 2010 setzt sich die Bush-Regierung massiv für die Wiederbelegung des amerikanischen Atomenergiemarktes ein. Unter dem Programm, das sich auf Generation-III+-Baureihen konzentriert (siehe unten), soll das US-Energieministerium kooperative Projekte mit der Industrie mit dem Ziel in Gang setzen, „... von der NRC [Nuclear Regulatory Commission] im Rahmen des Early Site Permit-Prozesses (ESP) eine frühzeitige Standortbewilligung für drei Standorte zum Bau neuer Atomkraftwerke zu erhalten, Richtlinien zur Antragsvorbereitung für eine kombinierte Bau- und Betriebsgenehmigung (Construction and Operating License, COL) zu entwickeln und allgemeine regulatorische Fragen im Zusammenhang mit dem COL-Prozess zu klären. Der COL-Prozess ist ein ›One-Step‹-Lizenzierungsverfahren, in dem die mit dem Bau von Kernkraftwerken einhergehenden öffentlichen Gesundheits- und Sicherheitsbedenken vor Baubeginn gelöst werden und die NRC den Bau genehmigt und eine Lizenz zum Bau und Betrieb eines neuen Atomkraftwerks erteilt“.¹

Dazu sollen insgesamt Zuschüsse in Höhe von bis zu 450 Millionen US-Dollar verfügbar gemacht werden. Zwei große Organisationen wurden gebildet, die um diese Subventionen konkurrieren. Dabei handelt es sich zum einen um Nustart, ein 2004 gegründetes Konsortium von acht amerikanischen Energieversorgern (Constellation Energy, Entergy, Duke Power, Exelon, Florida Power & Light, Progress Energy, Southern Company und die Tennessee Valley Authority (TVA), die Mitarbeiter abstellt, aber kein Kapital beisteuert), dem auch die französische Energieversorger EDF und die Hersteller Westinghouse und GE als Mitglieder ohne Stimmrecht angehören. Nustart plant, zwei Anträge zu stellen – für den Bau eines ESBWR von GE auf dem Entergy-Standort Grand Gulf (Texas) sowie für den Bau eines Westinghouse AP-1000 auf dem TVA-Standort Bellefonte (mehr zu diesen Reaktortypen weiter unten).

Die zweite große Gruppe wird angeführt von dem Energieversorger Dominion. Dominion hat eine Bau- und Betriebslizenz für eine weiterentwickelte Version des CANDU-Bautyps der Atomic Energy of Canada Limited (AECL) – ACR-700 – für den Standort

North Anna (Virginia) beantragt, an dem Dominion bereits zwei Leistungsreaktoren betreibt. Allerdings hat Dominion im Januar 2005 vor allem aufgrund der erwarteten Dauer des Genehmigungsverfahrens für eine CANDU-Anlage in den USA angekündigt, den ACR-700 durch einen ESBWR von GE zu ersetzen. Bislang wurde in den USA noch kein CANDU-Bautyp genehmigt, und laut NRC könnte der Genehmigungsprozess mehr als 60 Monate erfordern – und damit viel länger sein als für einen Generation-III+-DWR oder einen SWR.

Darüber hinaus haben auch mehrere individuelle Energieversorger angekündigt zu untersuchen, ob sie selbst Bau- und Betriebslizenzen beantragen, um in den Genuss der Bundessubventionen zu kommen. Dazu gehören auch etliche unabhängig agierende Mitglieder von Nustart, darunter TVA, Constellation, Entergy, Duke Power, Progress Energy und Southern Company sowie South Carolina Electric & Gas. Die TVA hat beim DOE die Übernahme von 50 Prozent der Kosten einer Machbarkeitsstudie (bei geschätzten Gesamtkosten von vier Millionen US-Dollar) zum Bau eines fortgeschrittenen Siedewasserreaktors (ABWR) auf dem TVA-Standort Bellefonte in Alabama beantragt. Die weiteren Mitglieder der TVA-Gruppe sind Toshiba, GE, Bechtel, USEC und Global Nuclear Fuel Americas. Die im September 2005 veröffentlichte TVA-Machbarkeitsstudie basiert auf dem Bau von zwei GE-ABWRs am Standort Bellefonte und kommt zu dem Ergebnis, dass die Anlagen innerhalb von 40 Monaten gebaut und Strom zu einem Preis von 1610 \$/kW erzeugen könnten. Dass diesem Vorschlag derzeit offenkundig weniger Priorität zugewiesen wird als der Nustart-Initiative, liegt mit daran, dass die beiden ABWRs die einzigen Reaktoren dieses Bautyps in den Vereinigten Staaten wären und zudem vieles darauf hindeutet, dass die ABWR-Technologie durch die ESBWR-Baureihe verdrängt wird. Unterdessen hat Constellation Energy im September 2005 angekündigt, dass man ein Jointventure mit Areva Inc. und Bechtel Power gegründet habe, um EPR-Blöcke von Areva in die Vereinigten Staaten zu verkaufen. Im selben Monat hat auch Entergy angekündigt, eine kombinierte Bau- und Betriebsgenehmigung für seinen Standort River Bend zu beantragen.

Obwohl sowohl Nustart als auch die Dominion-Gruppe beabsichtigen, den Prozess bis zur Erteilung einer Lizenz durchzuziehen, hat sich bislang keines der beiden Konsortien auf den Bau einer neuen Anlage festgelegt oder gar neue Reaktoren bestellt. Somit bleibt un-

klar, ob die Mitglieder der verschiedenen Initiativen tatsächlich den Bau neuer Atomkraftwerke anstreben oder ob sie lediglich die staatlichen Subventionen mitnehmen möchten und ansonsten darauf hoffen, dass weitere Subventionen für die Bauphase bereitgestellt und Marktgarantien gegeben werden, die neue Atomkraftwerke vor den Risiken der Großhandelsstrommärkte abschirmen.

Was wirklich von den Initiativen von Nustart und Dominion zu halten ist, deutet eine Äußerung des Dominion-CEO Thomas Capps aus dem Jahr 2005 an: „Wir werden in nächster Zeit sicherlich kein neues Kernkraftwerk bauen. [Die Kreditratingagenturen] Standard & Poor's und Moody's würden einen Herzschlag kriegen. Und mein Finanzchef ebenfalls.“²

Darin kommt zum Ausdruck, dass Bestellungen für neue Atomkraftwerke nur mit der stillschweigenden Unterstützung der Finanzindustrie getätigt werden können. Kein Unternehmen wird ein neues Atomkraftwerk ordern, wenn es befürchten muss, dass deswegen seine Kreditkosten signifikant steigen oder sein Aktienkurs signifikant fällt.

3 Gängige Reaktortypen

Die insbesondere im Westen für Neubestellungen in den kommenden zehn Jahren wichtigsten Reaktortypen dürften die so genannten Generation-III- und Generation-III+-Reaktoren sein, die häufig auch als Advanced Reactors – fortgeschrittene Reaktoren – bezeichnet werden. Der Hauptunterschied zwischen Generation-II- und Generation-III-Anlagen ist darin zu sehen, dass letztere vermehrt „passive“ statt aktive Sicherheitselemente verwenden. Zum Beispiel setzen Reaktoren der Generation III weniger auf aktive Notkühlsysteme und verstärkt auf natürliche Prozesse wie Konvektion. Von den zahlreichen angekündigten neuen Reaktortypen sind viele noch nicht ausreichend weit entwickelt oder haben keine Freigabe von den Regulierungsbehörden erhalten und verfügen über entsprechend begrenzte Aussichten am Markt. Bislang ist zwar noch nicht klar definiert, was ein Reaktor der Generation III ist – abgesehen davon, dass er in den letzten 15 Jahren entwickelt wurde –, zumindest aber lassen sich die von der Atomindustrie zitierten wichtigsten gemeinsamen Eigenschaften benennen:

² M. Wald: „Interest in Reactors Builds, But Industrie Is Still Cautious“, *New York Times*, 30. April 2005, S. 19.

- ein standardisiertes Design für jeden Reaktortyp, um den Genehmigungsprozess zu beschleunigen und Kapitalkosten sowie Bauzeit zu reduzieren;
- ein einfacheres und robusteres Design, das den Reaktorbetrieb vereinfacht und die Anfälligkeit der Anlage für Betriebsstörungen reduziert;
- höhere Verfügbarkeit und längere Laufzeiten – normalerweise 60 Jahre;
- vermindertes Risiko einer Kernschmelze;
- minimale Auswirkungen auf die Umwelt;
- höherer Abbrand und dadurch Verminderung des Brennstoffeinsatzes und der Abfallmenge;
- Absorber zur Verlängerung der Brennstofflebensdauer.³

Diese Charakteristika sind eindeutig sehr vage und wenig geeignet, Anlagen der dritten Generation zu definieren, abgesehen davon, dass sie Weiterentwicklungen der bestehenden DWR-, SWR- und CANDU-Reaktortypen sind (ein Überblick über die Technologien findet sich in Anhang 2 und eine Liste der wichtigsten Hersteller in Anhang 3). Noch unklarer ist der Unterschied zwischen Reaktortypen der Generation III und III+; selbst das US Department of Energy sagt nur, dass Reaktoren des Typs III+ gegenüber jenen des Typs III eine höhere Sicherheit und Wirtschaftlichkeit aufweisen. So lange nicht viel mehr Erfahrungen zu Generation-III- und III+-Reaktoren vorliegen, müssen Angaben zu den Stromerzeugungskosten dieser Reaktortypen mit der größtmöglichen Zurückhaltung behandelt werden.

3.1 Druckwasserreaktoren

EPR

Der einzige Druckwasserreaktor der Generation III oder III+, für den bislang eine Bestellung vorliegt, ist der Europäische Druckwasserreaktor (EPR) von Areva für den Standort Olkiluoto in Finnland. Nachdem die finnische Regierung im Februar 2005 eine Baugenehmigung erteilt hatte, wurde im Sommer 2005 mit dem Bau an dem Reaktor begonnen. Der EPR wurde auch bei Ausschreibungen aus China angeboten, doch bis Oktober 2005 waren diese Ausschrei-

³ <http://www.uic.com.au/nip16.htm>

bungen noch nicht entschieden worden. Frankreich will zwar zumindest einen EPR und vielleicht fünf weitere Blöcke bauen, doch die Verwirklichung dieser Pläne ist noch lange nicht sichergestellt. Der EPR erhielt im September 2004 die Sicherheitsfreigabe durch die französischen und im Januar 2005 durch die finnischen Behörden. Areva hat – zusammen mit Constellation Energy – bei der amerikanischen Nuclear Regulatory Commission (NRC) im Rahmen des Programms Nuclear Power 2010 die Lizenzierung des EPR in den Vereinigten Staaten beantragt, wobei die Abkürzung EPR auf dem US-Markt für „Evolutionary Power Reactor“ stehen wird.

Der EPR hat eine Leistung von 1600 Megawatt (MW), die für Bestellungen nach Olkiluoto auf 1700 MW erhöht werden könnte. Die Bauzeit von der Grundsteinlegung bis zur Inbetriebnahme wird mit 57 Monaten veranschlagt. Das Design basiert auf dem Framatome-Reaktortyp N4 sowie in Teilen auf dem „Konvoi“-Reaktortyp von Siemens. Durch eine schnellere Brennstoffbeladung erhofft man sich eine Leistungsausnutzung von über 90 Prozent.⁴

Der finnische Käufer TVO hat keine detaillierte Aufschlüsselung der Baukosten veröffentlicht, sondern lediglich bekanntgegeben, dass die Gesamtkosten der „schlüsselfertigen“ Anlage rund drei Milliarden Euro betragen. Legt man eine Leistung von 1600 Megawatt zugrunde, entspricht dies Kosten von über 1875 €/kW.⁵ Allerdings sind darin Zinszahlungen und Stilllegungskosten enthalten, die üblicherweise bei Gegenüberstellungen der Reaktorbauposten nicht berücksichtigt werden. Die Olkiluoto-Order gilt weithin als Sonderfall. Zum einen wird vermutet, dass Areva die Anlage zu einem Discountpreis angeboten hat, um seine neue Technologie im Praxisbetrieb demonstrieren zu können. Zum anderen ist der Käufer TVO alles andere als ein normaler Energieversorger. TVO befindet sich im Besitz mehrerer großer finnischer Industrieunternehmen und beliefert seine Anteilseigner mit Strom zum Selbstkostenpreis. Das Kernkraftwerk wird also über einen garantierten Absatzmarkt verfügen, ohne mit anderen Anbietern im nordischen Strommarkt

4 Die Leistungsausnutzung pro Jahr (beziehungsweise für die Gesamtlebensdauer) wird ausgedrückt als Anteil der tatsächlichen Jahresleistung (beziehungsweise die Laufzeitleistung) des Kraftwerks an der Leistung, die die Anlage bei kontinuierlichem Vollastbetrieb erzielt hätte, und bietet ein gutes Indiz für die Zuverlässigkeit der Anlage.

5 Die Umrechnungen von Euro und britischem Pfund (£) zu US-Dollar basieren auf einem Wechselkurs von 1 Euro zu 1,2 US-Dollar beziehungsweise von 1 £ zu 1,8 US-Dollar.

konkurrieren zu müssen. Sollten die Erzeugungskosten aber über dem Marktpreis liegen, würden die Eigentümer Geld verlieren. Die realen Kapitalkosten für die Anlage liegen bei nur fünf Prozent pro Jahr.⁶

Der französische Energieversorger EDF hat sich bislang noch nicht groß zu den erwarteten Anschaffungskosten für seinen geplanten Flamanville-Reaktor geäußert. Allerdings hat der Hersteller Areva die Baukosten pro Kilowatt eines in den USA gebauten EPR auf 1600 bis 2000 \$/kW geschätzt (ausschließlich der Bauzeitinsen und der Stilllegungskosten). Areva bezeichnete diese Zahlen zwar als nicht „endgültig“, doch liegt der Betrag mit 2000 \$/kW knapp unter dem für Olkiluoto genannten Preis.⁷

In dem Zusammenhang sollte darauf hingewiesen werden, dass „Konvoi“-Reaktoren eine hervorragende Arbeitsverfügbarkeit erzielt haben, die weitaus höher ist als die von N₄-Reaktoren. Der erste Block, Chooz B1, ging 1996 in Betrieb, litt aber zunächst unter schwerwiegenden Kinderkrankheiten und kam in den ersten vier Jahren auf eine durchschnittliche Leistungsausnutzung von nicht einmal 40 Prozent. Seitdem ist die Verfügbarkeit deutlich besser geworden und die durchschnittliche Leistungsausnutzung auf 75 Prozent gestiegen. Die anderen drei Blöcke dieses Bautyps folgten einem ähnlichen Muster – nach drei bis vier Jahren sehr geringer Verfügbarkeit mit einer durchschnittlichen Leistungsausnutzung von rund 40 Prozent erreichten sie später mit einer durchschnittlichen Leistungsausnutzung von rund 75 Prozent eine annehmbare Zuverlässigkeit. Wie das Beispiel des N₄-Reaktors zeigt, in dessen Entwicklung die Erfahrung aus den insgesamt 60 in Frankreich gebauten Druckwasserreaktoren eingeflossen sein sollen, kann man nicht davon ausgehen, dass neue Reaktortypen wie der EPR nur deshalb zuverlässiger sind, weil sie auf den Erfahrungen der Vergangenheit aufbauen.

AP-1000

Der AP-1000-Reaktor (Advanced Passive Reactor) von Westinghouse ist eine Weiterentwicklung des AP-600-Reaktors. Mit dem AP-600

6 Im Dezember 2004 reichte die European Renewable Energies Federation eine Beschwerde bei der Europäischen Kommission ein, in der es hieß, dass der Olkiluoto-Reaktor illegale staatliche Beihilfen erhalten würde. Im Oktober 2005 war über diese Beschwerde noch nicht beschlossen worden.

7 *Nucleonics Week*, 22. September 2005, S. 12.

wollte der Hersteller verstärkt auf die passive Sicherheit setzen und seiner Überzeugung Rechnung tragen, dass die Größeneffekte – aus dem Bau größerer Blöcke im Gegensatz zu dem Bau von mehreren Einheiten – überbewertet worden waren. So rechtfertigte ein Westinghouse-Manager die Entscheidung für eine Blockgröße von 600 MW damit, dass derartige „Größeneffekte nicht anfallen“.⁸ Der AP-600 durchlief den US-Genehmigungsprozess und erhielt 1999 die Sicherheitsfreigabe. Da zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits klar war, dass der Bautyp unwirtschaftlich war, wurde der AP-600 niemals bei Ausschreibungen angeboten. In der Folgezeit erhöhte Westinghouse in der Hoffnung, den Bautyp durch die Ausnutzung des Größeneffekts konkurrenzfähig zu machen, die Reaktorleistung auf rund 1150 MW. Im September 2004 schließlich erteilte die amerikanische Nuclear Regulatory Commission (NRC) Westinghouse eine auf fünf Jahre befristete Konstruktionsgenehmigung (Final Design Approval, FDA) für den AP-1000, der, so die NRC, noch vor Dezember 2005 eine normale, für 15 Jahre gültige allgemeine Bauartgenehmigung folgen wird. Westinghouse hat den AP-1000 bislang nur in einer Ausschreibung angeboten, und zwar für den Bau von vier Blöcken der Generation III in China, die Sommer 2005 aber noch nicht vergeben war.

Aufgrund des modularen Bauprinzips des AP-1000 geht Westinghouse davon aus, den Reaktor in 36 Monaten und zu Baukosten von 1200 \$/kW errichten zu können. Bis Details zum tatsächlichen Gebot vorliegen und die Blöcke gebaut sind, sollte man diese Angaben allerdings mit Skepsis betrachten.

System 80+/APR-1400

Der System-80+-Reaktor von Combustion Engineering wurde 1997 von den US-Behörden genehmigt, also zu einem Zeitpunkt, als der Hersteller noch zu Asea Brown Boveri (ABB) gehörte. In der Folgezeit wurde ABB (einschließlich der Nuklearsparte von Combustion Engineering) von British Nuclear Fuels Limited (BNFL) übernommen und in die Westinghouse-Abteilung integriert. Obwohl Westinghouse den Reaktortyp System 80+ bislang noch nicht zum Verkauf angeboten hat, hat der südkoreanische Hersteller Doosan den Bautyp unter einer Lizenz von Westinghouse zur Entwicklung des

⁸ *Nucleonics Week Special Report*, „Outlook on advanced Reactors“, 30. März 1989, S. 3.

APR-1400 benutzt, für den in den nächsten ein oder zwei Jahren Bestellungen in Südkorea erwartet werden. Südkorea hat den Bautyp auch für die derzeitige Ausschreibung für Generation-III-Anlagen in China angeboten, allerdings ohne Erfolg, und es erscheint auch wenig wahrscheinlich, dass der APR-1400 im Westen angeboten wird.

APWR

Obwohl die Entwicklungsarbeit am Advanced Pressurized Water Reactor (fortgeschrittener Druckwasserreaktor) durch Mitsubishi und Westinghouse, den Lizenzgeber der Technologie, vor rund 15 Jahren ungefähr gleichzeitig mit dem Siedewasserreaktor ABWR begann, ist der APWR hinsichtlich der Bestellzahlen weit hinter dem ABWR zurückgefallen, und es werden die ersten Bestellungen nicht vor 2007 erwartet. Ob der APWR im Westen auf den Markt kommen wird, steht noch nicht fest. Mitsubishi hat den Reaktor bislang noch nicht im Westen angeboten, und Westinghouse konzentriert seine Bemühungen auf den AP-1000.

AES-91/WWER-1000

Dieser von Atomstroyexport angebotene modernste russische Bautyp war in der engeren Auswahl für Olkiluoto. In Finnland sind zwei WWERs der früheren Generation in Betrieb (auf Loviisa), und aufgrund der geopolitischen Lage und der bisherigen Erfahrungen mit der WWER-Technologie zog Helsinki auch den neuesten russischen Reaktor in Betracht. Der Bautyp wurde auch für die vier Blöcke angeboten, die China im Zeitraum 2005/06 zu bestellen beabsichtigt. Ob der Bautyp als Reaktor der Generation III eingestuft werden kann, ist unklar, und es erscheint unwahrscheinlich, dass er mit Ausnahme von Finnland Chancen auf dem westlichen Markt haben wird.

3.2 Siedewasserreaktoren

ABWR

Der Advanced Boiling Water Reactor (ABWR) wurde in Japan von Hitachi und Toshiba und ihrem US-Lizenzgeber General Electric (GE) entwickelt. Die ersten beiden Reaktoren wurden 1992 bestellt und 1996/1997 fertiggestellt. Stand Mitte 2005 befanden sich drei ABWRs im Betrieb und drei im Bau – einer in Japan und zwei in Taiwan. Die gesamten Baukosten für die ersten beiden japanischen

Blöcke werden mit 3236 US-Dollar pro Kilowatt (in US-Dollar von 1997) für die erste und mit rund 2800 \$/KW für die zweite Einheit veranschlagt und liegen damit deutlich oberhalb der prognostizierten Kostenspanne.⁹ Auch wenn der ABWR 1997 in den USA die Sicherheitsfreigabe erhielt, könnte er inzwischen als nicht mehr fortschrittlich genug für den westlichen Markt gelten.

ESBWR

Der Economic & Simplified BWR (ESBWR) ist ein von GE entwickelter Reaktor mit einer Leistung von 1500 MW, für den das Unternehmen im Oktober 2005 bei der amerikanischen NRC die Zertifizierung beantragte. Der ESBWR ist eine Weiterentwicklung des Simplified Boiling Water Reactor (SBWR) und des ABWR. GE startete den Genehmigungsprozess für den SBWR in den neunziger Jahren, zog den Antrag aber vor Abschluss des Prozesses und noch vor Eingang irgendwelcher Bestellungen für diesen Bautyp wieder zurück. GE hofft, bis Ende 2006 eine Baugenehmigung und 2007 die Bauartgenehmigung für den ESBWR zu erhalten, obwohl sich die NRC bis Oktober 2005 noch nicht dazu geäußert hatte, bis wann sie mit dem Abschluss des Genehmigungsverfahrens rechnet.

Andere Siedewasserreaktoren

Darüber hinaus wurden etliche andere Reaktortypen entwickelt, von denen aber bislang keiner eine Genehmigung durch die Aufsichtsbehörden erhalten hat und lediglich der Siedewasserreaktor von Areva bei einer Ausschreibung angeboten worden ist. Die wichtigsten Reaktortypen umfassen:

- BWR, dieser von Areva entwickelte Reaktor mit einer Leistung von 1000 bis 1290 MW war einer der drei Reaktortypen, die für Olkiluoto angeboten wurden.
- BWR-90+, ein von Westinghouse auf der Grundlage des BWR-Bautyps von Asea entwickelter Reaktortyp mit 1500 MW Leistung.

3.3 CANDU

Der Advanced CANDU Reactor (ACR, fortgeschrittener CANDU-Reaktor) wurde in zwei Ausführungen entwickelt: Als ACR-700 (750

⁹ K. Hart: „World’s First Advanced BWR Could Generate Electricity Next Week“, *Nucleonics Week*, 25. Januar 1996, S. 1.

MW) und als ACR-1000 (1100-1200 MW). Der ACR-700 wurde in den USA auf Antrag des Energieversorgers Dominion von der NRC geprüft. Allerdings zog Dominion im Januar 2005 den Antrag zurück und optierte stattdessen für den ESBWR von GE und begründete das damit, dass die NRC den Genehmigungsprozess aufgrund der fehlenden Erfahrungen mit der CANDU-Technologie in den Vereinigten Staaten auf mindestens fünf Jahre veranschlagt hatte. Die Bemühungen um eine Lizenz für den ACR in den Vereinigten Staaten werden zwar fortgesetzt, aber mit weniger Nachdruck. In Folge der Entscheidung Dominions gegen den ACR-700 als Referenzbautyp hat AECL angekündigt, sich auf den ACR-1000 zu konzentrieren.

3.4 HTGR

Bislang ist nicht klar, ob die derzeit entwickelten HTGR-Reaktoren (High-temperature Gas-cooled Reactor, gasgekühlter Hochtemperaturreaktor) als Anlagen der Generation III oder IV eingestuft werden. Der Kugelhaufenreaktor PBMR (Pebble Bed Modular Reactor) basiert auf von Siemens und ABB in Deutschland entwickelten Reaktortypen, die aber nach schlechter Erfahrung mit einem Versuchsreaktor wieder aufgegeben wurden und inzwischen von südafrikanischen Anbietern weiterentwickelt werden. Nach den zahlreichen Übernahmen und Fusionen in der Reaktorherstellerbranche sind die Lizenzgeber der Technologie jetzt Areva (für Siemens) beziehungsweise Westinghouse (für ABB). Die Technologie wird von dem Konsortium PBMR Co. entwickelt, dem als Partner der in öffentlichem Besitz befindliche südafrikanische Energieversorger Eskom, der britische Brennelementhersteller BNFL, der US-Energieversorger Exelon sowie weitere südafrikanische Unternehmen angehören. Das Projekt wurde erstmals 1998 öffentlich vorgestellt, als man noch für das Jahr 2003 mit den ersten kommerziellen Bestellungen rechnete. Weil es aber seitdem in der Entwicklungsphase zu unerwarteten Problemen gekommen ist, hat Exelon sich aus dem Projekt zurückgezogen und die weitere Mitarbeit einiger anderer Partner, darunter Westinghouse, zweifelhaft erscheint, hat sich der ursprüngliche Zeitplan drastisch verlängert. Selbst wenn es zu keinen weiteren Verzögerungen kommt, kann mit ersten kommerziellen Bestellungen nicht vor 2012 gerechnet werden.

Obwohl auch in China auf diesem Bautyp basierende Technologien entwickelt werden und optimistische Aussagen über den Stand

der Entwicklung zu hören sind, deutet vieles darauf hin, dass die chinesische Regierung die Entwicklung von Druckwasserreaktoren und möglicherweise Siedewasserreaktoren favorisiert.

4 Schlüsselfaktoren der nuklearen Ökonomie

Wie teuer die in Atomkraftwerken erzeugte Elektrizität ist, hängt von mehreren wichtigen Faktoren ab. Einige davon sind intuitiv klar, andere dagegen weniger offenkundig. Die Faustregel lautet, dass über zwei Drittel der Erzeugungskosten von Atomstrom auf fixe Kosten entfallen – sprich Kosten, die anfallen, egal ob die Anlage läuft oder nicht – und der Rest auf die laufenden Kosten. Die wichtigsten Fixkosten sind Zinszahlungen und die Rückzahlung von Krediten, wobei auch die Stilllegungskosten nicht zu unterschätzen sind. Der Löwenanteil der laufenden Kosten entfällt auf die Betriebs-, Wartungs- sowie Reparaturkosten, die Kernbrennstoffkosten dagegen spielen keine so große Rolle. Da die Annahmen für diese Parameter jedoch, wie weiter unten ausgeführt, je nach Prognose stark variieren können, sollte die generelle Aufteilung zwischen fixen und variablen Kosten nur als Indikator gesehen werden.

Darüber hinaus muss darauf hingewiesen werden, dass diese Prognosen einen Zeitraum von fünf Jahren abdecken und sich auf unterschiedliche Währungen beziehen. Die Entwicklung der Inflation – eine Inflationsrate von 2,5 Prozent über fünf Jahre hinweg beispielsweise würde die Gesamtkosten um 13 Prozent erhöhen – und allein schon die Währungsschwankungen – seit 2000 hat der Wechselkurs von Dollar zu britischem Pfund zwischen $1 \text{ £} = 1,40 \text{ \$}$ und $1 \text{ £} = 1,93 \text{ \$}$ geschwankt – bedeuten, dass alle Vergleiche eine signifikante Fehlerspanne enthalten.

4.1 Baukosten und -zeit

Die Baukosten sind der am heftigsten umstrittene Parameter, obwohl andere Parameter wie die Kapitalkosten und die Betriebsleistung von vergleichbarer Bedeutung für die Gesamtkosten sind. Dafür, dass die Prognosen über die Baukosten so stark voneinander abweichen, ist eine ganze Reihe von Faktoren verantwortlich.

Unzuverlässigkeit von Daten

Ein Großteil der hier zitierten Baukostenprognosen muss mit Vorsicht genossen werden. Als zuverlässigster Indikator der zukünftigen Kosten haben sich häufig die bisherigen Kosten erwiesen. Aller-

dings müssen die wenigsten Energieversorger ordnungsgemäß geprüfte Baukosten publizieren und haben wenig Anreize, ihre gegenwärtigen Leistungen in einem anderen als guten Licht darzustellen. US-Energieversorger müssen Aufstellungen über die Baukosten ihrer Atomkraftwerke den Regulierungsbehörden vorlegen (laut deren Vorschriften nur ordnungsgemäß geprüfte Kosten auf die Verbraucher umgewälzt werden dürfen). Auch die Baukosten für den Sizewell-B-Reaktor lassen sich vergleichsweise gut dokumentieren, da das für den Bau verantwortliche Unternehmen kaum andere Aktivitäten durchführte, in denen es die Baukosten hätte „verstecken“ können.

Aber selbst dort, wo die Baukosten zuverlässig ermittelt werden können, kann es zu Auseinandersetzungen über die Gründe für die Höhe der Baukosten kommen. So lagen zum Beispiel laut dem PIU-Bericht¹⁰ die tatsächlichen Kosten für Sizewell B um 35 Prozent über dem in der Bestellung aus dem Jahr 1987 angegebenen Preis. Allerdings behauptet British Energy, dass von den schlussendlichen Baukosten in Höhe von rund 5400 \$/kW 750 £/kW (entsprechend 25 Prozent) einmalige Erstentwicklungskosten waren. Die Angebotspreise der Hersteller sind gleichfalls realistisch, obwohl die Ausrüstungskosten zum Teil nicht einmal die Hälfte der Gesamtkosten ausmachen (auf Hoch- und Tiefbau und Installation entfällt im Allgemeinen ein höherer Anteil). Da Vertragspreise häufig Wertsicherungsklauseln beinhalten, liegt der endgültige Preis oft deutlich höher und besitzen die Angebotspreise nur eine begrenzte Aussagekraft.

Preise von Gruppen mit einem Interesse an einer bestimmten Technologie, beispielsweise Herstellern oder voreingenommenen Organisationen (selbst wenn sich diese nicht auf eine konkrete Bestellung beziehen) und Energieversorgern, die für Atomstrom eintreten, müssen mit großer Skepsis behandelt werden. Dasselbe gilt für Kostenangaben internationaler Behörden wie der Nuclear Energy Agency, insbesondere dann, wenn diese Angaben auf hypothetischen und nicht auf realen Kosten basieren. Im Allgemeinen werden diese Kosten von nationalen Regierungen publiziert, die ihre eigenen Gründe haben könnten, Atomstrom in einem guten Licht zu präsentieren und deren Zahlen im Allgemeinen nicht auf der tatsächlichen Erfahrung basieren.

¹⁰ Performance and Innovation Unit: „The economics of nuclear power“, Cabinet Office, London 2002.

Üblicherweise entfällt der Löwenanteil der Kosten pro Einheit Nennleistung eines Atomkraftwerks auf die Kapitalanforderungen, sprich die Baukosten sind entscheidend für Ermittlung der Stromerzeugungskosten in einem Atomkraftwerk. Üblicherweise umfassen die Baukosten auch die Kosten der ersten Brennstoffladung, nicht aber die während der Bauphase anfallenden Zinsen auf Kredite, die so genannten Bauzeitzinsen. Um Vergleiche zwischen Reaktoren mit unterschiedlicher Leistung zu ermöglichen, werden die Kosten häufig als Kosten pro installierter kW-Leistung angegeben. Demnach würden sich die gesamten Baukosten für ein Atomkraftwerk mit einer Anlagenleistung von 1200 MW bei Baukosten von 2000 £/kW auf 2,4 Milliarden Pfund belaufen.

Die Kostenprognosen für den Bau von Atomkraftwerken sind für ihre Ungenauigkeit und auch dafür berüchtigt, weit hinter den tatsächlichen Kosten zurückzubleiben. Und anders als bei den meisten Technologien, bei denen Lern- und Größeneffekte und der technische Fortschritt bei jeder neuen Generation der Technologie zu einem Rückgang der realen Kosten führen, sind die Baukosten von Atomkraftwerken nicht nur nicht gesunken, sondern im Gegenteil im Laufe der Jahre eher noch gestiegen.

Dabei variieren die Baukosten von Land zu Land in einem gewissen Maß, je nach den Arbeitskosten vor Ort und den Kosten von Rohstoffen wie Stahl und Beton.

Zu den Schwierigkeiten von Vorhersagen

Die Problematik von Baukostenprognosen rührt von einer ganzen Anzahl an Faktoren her. Erstens liegt bei allen gegenwärtig angebotenen Atomkraftwerken der Anteil der vor Ort anfallenden Arbeiten sehr hoch und können die Kosten dafür bis zu 60 Prozent der gesamten Baukosten ausmachen, während die großen technischen Komponenten – beispielsweise der Turbinen-Generatorsatz, die Dampferzeuger und das Reaktorgehäuse – nur einen vergleichsweise kleinen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen.¹¹ Große Projekte mit einem hohen Anteil an Vor-Ort-Ingenieurleistungen sind bekanntermaßen schwer zu verwalten und die Kosten kaum

¹¹ Aufgrund der Probleme, die Baukosten zu kontrollieren, verzichtet die Weltbank seit langem darauf, Kredite für nukleare Projekte zu vergeben. Siehe: World Bank: „Environmental Assessment Sourcebook: Guidelines for environmental assessment of energy and industry projects, volume III“, *World Bank Technical Paper 154*, World Bank, Washington, DC 1991.

kontrollierbar. So lagen zum Beispiel in Großbritannien die Kosten für den Bau des Kanaltunnels der Thames Barrier deutlich über den prognostizierten Kosten. Einige Reaktortypen der Generation IV, beispielsweise der Kugelhaufenreaktor, sind auf eine weitgehende industrielle Vorfertigung ausgelegt, was die Kostenkontrolle deutlich verbessern dürfte. Die Hersteller einiger Kraftwerkstypen bieten eine „schlüsselfertige“ Lieferung an, mit anderen Worten, sie garantieren die Einhaltung der vereinbarten Baukosten. Solche Garantien können nur Hersteller abgeben, die sich sicher sind, alle Aspekte der Baukosten kontrollieren zu können. So wird die gegenwärtige Generation von Gaskraftwerken – so genannte Kombikraftwerke (kombinierte Gas- und Dampfturbinenkraftwerke) – häufig zu Festpreisen angeboten, weil die Anlagen weitgehend industriell vorgefertigt werden und vergleichsweise wenig Vor-Ort-Arbeiten erfordern. Seit die vier großen amerikanischen Hersteller von Atomkraftwerken Mitte der sechziger Jahre insgesamt zwölf Anlagen zu Festpreisen verkauften und damit massive Verluste einfuhren, weil sie die Kosten nicht in den Griff bekamen, ist praktisch kein Hersteller mehr bereit, komplette Anlagen zu Festpreisen anzubieten. Während einzelne Anlagekomponenten durchaus zu Festpreisen angeboten werden, sollte man Festpreise für „schlüsselfertige“ Atomkraftwerke mit einer gehörigen Portion Skepsis behandeln. Im Falle des Olkiluoto-Reaktors, für dessen Bau der Hersteller Areva verantwortlich zeichnet, soll, so heißt es, ein Festpreis vereinbart worden sein. Da die Vertragsdetails jedoch vertraulich sind, lässt sich nicht mit Sicherheit sagen, ob der Deal keine Kosteneskalationsklauseln enthält. So stellt sich die Frage, ob Areva, sollte die Aufsichtsbehörde beispielsweise nach einem Unfall in einem anderen Reaktor Änderungen am Reaktordesign verlangen, die sich daraus ergebenden Zusatzkosten übernehmen würde.

Zweitens steigen die Kosten, wenn Änderungen am Bautyp notwendig werden, zum Beispiel wenn sich das ursprüngliche Design als ungenügend erweist, die Sicherheitsbehörden zusätzliche Auflagen verhängen oder die Entwicklung bis zum Baubeginn noch nicht abgeschlossen ist. Deshalb zielen die Anlagenbauer inzwischen darauf ab, bereits vor Baubeginn die volle regulatorische Genehmigung zu erhalten, beispielsweise die in den USA geplante kombinierte Bau- und Betriebslizenz, und verlangen, dass die Reaktortypen bis zum Baubeginn so weit wie möglich ausgearbeitet sind. Allerdings kann das Risiko nachträglicher Designänderungen

nie ganz ausgeschlossen werden, was insbesondere für neue Reaktortypen gilt, bei denen sich während des Baus stets neue, unvorhergesehene Probleme ergeben können. Darüber hinaus besteht auch die Gefahr, dass Erfahrungen aus dem Betrieb bestehender Reaktoren nach Baubeginn Änderungen am Design erforderlich machen. So würde beispielsweise ein größerer Unfall in einer kerntechnischen Anlage zwangsläufig eine Überprüfung aller im Bau – wie auch aller im Betrieb – befindlichen Anlagen nach sich ziehen und könnten daraus gewonnene wichtige Erkenntnisse nicht einfach ignoriert werden, weil für bestehende Bautypen bereits eine Genehmigung erteilt wurde.

Lern- und Größeneffekte und technischer Fortschritt

Mit den meisten Technologien ist die Erwartung verbunden, dass nachfolgende Bautypen aufgrund von Lern- und Größeneffekten und technischen Fortschritten billiger und besser als die Vorgänger sein werden. Wie weit die Nukleartechnologie in den letzten Jahren fortgeschritten ist, ist umstritten, fest steht dagegen, dass die Kosten nicht gefallen sind. Die Gründe dafür sind komplex und nicht gut verstanden, aber zu den häufig zitierten Faktoren gehören höhere regulatorische Anforderungen (Hinweis: Nicht die Standards selbst wurden verschärft, sondern die Maßnahmen, die als zur Erfüllung der Standards notwendig erachtet werden) und unbedachte Maßnahmen zur Kostenreduzierung bei den Reaktoren der ersten Generation.

Aufgrund der geringen Anzahl an Bestellungen für Reaktoren der neueren Generationen und dabei insbesondere für Reaktoren mit unzureichend dokumentierten Kosten lässt sich kaum beurteilen, ob sich seitdem die Baukosten stabilisiert haben – geschweige denn, ob sie zurückgegangen sind. Allerdings wirken „Lerneffekte“, mit anderen Worten: Leistungsverbesserungen durch Serienfertigung und Größeneffekte, in beide Richtungen. In den siebziger Jahren verzeichneten die großen Reaktorhersteller bis zu zehn Bestellungen pro Jahr. Das ermöglichte es ihnen, effiziente Fertigungslinien zur Herstellung der zentralen Komponenten aufzubauen und erfahrene Teams von Entwicklern und Ingenieuren zusammenzustellen. Inwieweit diese Größeneffekte zu Kostenreduzierungen führten, lässt sich nur schwer abschätzen. Ein Bericht der Nuclear Energy Agency aus dem Jahr 2000 deutet darauf hin, dass die intuitive Erwartung signifikanter Größeneffekte unzutreffend sein könnte.

So hieß es in dem Bericht unter anderem: „Die Bestellung von zwei Blöcken zur selben Zeit und mit einem Bauintervall von mindestens zwölf Monaten wird zu einem Kostenvorteil von schätzungsweise 15 Prozent für die zweite Einheit führen. Falls die zweite Einheit Bestandteil einer Zwillingseinheit ist, wird der Kostenvorteil schätzungsweise 20 Prozent betragen. Die Bestellung zusätzlicher Blöcke derselben Serie wird aufgrund des bei mehr als zwei Blöcken desselben Bautyps erwartungsgemäß vernachlässigbaren Standardisierungseffekts dagegen nicht zu signifikant höheren Kosteneinsparungen führen.“¹²

Als die Performance and Innovation Unit (PIU) des britischen Cabinet Office im Jahr 2002 die Wirtschaftlichkeit von Atomstrom untersuchte, wurden ihr Kostenprognosen des Atomkraftwerkbetreibers British Energy und des Anlagenherstellers BNFL vorgelegt, die einem „standardisierten Programm substantielle Lern- und Größeneffekte“ konstatierten. Allerdings beurteilte die PIU das Ausmaß der Lerneffekte eher skeptisch und kam zu dem Schluss, dass ein Lerneffekt zwar wahrscheinlich sei, seine Auswirkungen aber begrenzt bleiben dürften: „Die Geschwindigkeit und das Ausmaß des Lerneffekts könnte im Nuklearbereich jedoch geringer ausfallen als bei den erneuerbaren Energien, und zwar weil aufgrund der vergleichsweise langen Vorlaufzeiten im nuklearen Bereich der Feedback aus den Erfahrungen des laufenden Betriebs zögerlicher erfolgt; die Neulizenzierung von nuklearen Reaktortypen die Einführung von Bautypenänderungen noch weiter verzögert; die Größeneffekte aus der Mengenfertigung für nukleare Komponenten geringer ausfallen, da die Stückzahlen viel geringer als bei den Erneuerbaren sind, wo möglicherweise hunderte oder gar tausende Anlagen installiert werden.“¹³

Die großen Reaktorhersteller, die in den letzten 20 Jahren nur eine Handvoll Bestellungen erhalten haben, haben ihre Fertigungslinien stillgelegt und ihre erfahrenen Teams verkleinert. Westinghouse zum Beispiel hat in den vergangenen 25 Jahren gerade einmal eine Bestellung erhalten, und selbst der französische Hersteller Areva hat bis zur Bestellung aus Finnland 15 Jahre auf ein Neu-

12 Nuclear Energy Agency: „Reduction of Capital Costs of Nuclear Power Plants“, OECD, Paris 2000, S. 90.

13 Performance and Innovation Unit: „The Energy Review“, Cabinet Office, London 2002, S. 195.

<http://www.strategy.gov.uk/downloads/su/energy/TheEnergyReview.pdf>.

geschäft warten müssen. Sollte es zu neuen Bestellungen kommen, müssten die Hersteller den Bau großer Komponenten fallweise – und voraussichtlich zu höheren Preisen – an spezialisierte Unternehmen in Ländern wie Japan und in Zukunft verstärkt China vergeben.¹⁴ Parallel dazu müssten sie neue Entwicklungs- und Ingenieurteams aufbauen.

Der 1995 fertig gestellte Reaktor Sizewell B war das bislang letzte Atomkraftwerk, das in Großbritannien gebaut wurde. Die Unstimmigkeiten darüber, inwieweit beispielsweise einmalige Erstentwicklungskosten berücksichtigt werden müssen, erschweren eine genaue Berechnung der Baukosten. Allerdings wurden die Gesamtkosten des Reaktors vom britischen National Audit Office 1998 auf rund drei Milliarden britische Pfund taxiert,¹⁵ umgerechnet auf heutige Verhältnisse rund 3,5 Milliarden Pfund oder 3400 £/kW.¹⁶

Bauzeit

Die Verlängerung der Bauzeit über den ursprünglichen Termin hinaus führt nicht direkt zu höheren Kosten, obwohl dadurch im Allgemeinen die Bauzeitzinsen steigen und längere Bauzeiten häufig ein Indiz für Probleme in der Bauphase, mit der Technologie, beim Standortmanagement oder bei der Beschaffung sind, die sich in höheren Baukosten niederschlagen. In einem von Konkurrenz geprägten Energiemarkt stellen lange prognostizierte Bauzeiten einen Nachteil dar; je mehr Zeit vergeht, umso höher ist das Risiko, dass sich die Rahmenbedingungen verändern und die Investition noch vor Fertigstellung der Anlage aufgrund der höheren Kapitalkosten (siehe unten) in einem Wettbewerbsmarkt unwirtschaftlich wird.

Die gesamte Vorlaufzeit von der Entscheidung zum Bau einer Anlage bis zur ihrer kommerziellen Inbetriebnahme (sprich bis der Probetrieb abgeschlossen ist und der Hersteller die Anlage in die Hände des Betreibers übergeben hat) ist üblicherweise viel länger als die reine Bauzeit. So fiel zum Beispiel die Entscheidung zum Bau des Sizewell-B-Atomkraftwerks in Großbritannien bereits 1979, mit

¹⁴ Sollte beispielsweise der Flamanville-EPR gebaut werden, wird das Druckgehäuse wahrscheinlich in Japan hergestellt.

¹⁵ National Audit Office: „The Sale of British Energy“, House of Commons, 694, Parliamentary Session 1997–98, London 1998, HMSO.

¹⁶ Laut Aussagen von British Energy entfiel ein erheblicher Anteil der Gesamtkosten auf einmalige Entwicklungskosten.

dem Bau begonnen wurde aber erst 1987 (aufgrund von Verzögerungen durch eine öffentliche Anhörung und Problemen mit der Technologie). Da die Anlage erst 1995 ans Netz ging, belief sich die gesamte Vorlaufzeit auf 16 Jahre. Die Kosten, die in der Zeit vor dem Bau anfallen, sind im Vergleich zu den Kosten während der Bau-phase generell niedrig, vorausgesetzt, es handelt sich bei dem Reaktor nicht um einen üblicherweise mit hohen Entwicklungs-, Sicherheits- und Genehmigungskosten verbundenen neuen Bautyp. Allerdings stellen für Stromerzeuger, die in einem Wettbewerbsmarkt operieren, derart lange Vorlaufzeiten und die damit einhergehenden Risiken – beispielsweise ein Scheitern in der Planungsphase oder eine Kosteneskalation aufgrund strengerer regulatorischer Anforderungen – einen erheblichen negativen Anreiz für Investitionen in Atomkraftwerke dar.

4.2 Nennleistung

Die Nennleistung eines Kraftwerks gibt an, wie viele Kilowattstunden verkaufbare Elektrizität (Nettoleistung) die Anlage erzeugen kann. Insbesondere für die britischen Reaktoren gilt, dass die meisten Anlagen aufgrund von Korrosionsproblemen und Konstruktionsmängeln nicht dauerhaft auf Vollast betrieben werden können. Bei den international stärker verbreiteten Reaktortypen hat die „Herabstufung“ der Nennleistung in den letzten Jahren keine sonderlich große Rolle gespielt, und es konnten die meisten Anlagen auf ihrem Auslegungsniveau betrieben werden. In manchen Fällen können Anlagen dank nachträglicher Änderungen – zum Beispiel dem Einsatz von Turbinen mit einem höheren Wirkungsgrad oder der Erhöhung der Betriebstemperatur – sogar oberhalb der ursprünglichen Nennleistung betrieben werden. Auch bei auf noch ungetesteten Bautypen basierenden neuen Reaktoren besteht ein gewisses Risiko, dass sie nicht auf dem geplanten Leistungsniveau betrieben werden können, wobei dieses Risiko aber im Vergleich zu anderen Risiken im Zusammenhang mit neuen Bautypen eher relativ gering sein dürfte.

4.3 Kapitalkosten

Neben den Baukosten sind die Kapitalkosten ein weiteres wichtiges Element des Gesamtkapitalbedarfs (siehe Anhang 1). Die realen (inflationbereinigten) Kapitalkosten variieren von Land zu Land und von Energieversorger zu Energieversorger in Abhängigkeit des

Länderrisikos und der Bonitätsbewertung des Unternehmens. Von entscheidender Bedeutung ist auch, wie die Stromwirtschaft eines Landes organisiert ist. Handelt es sich um ein staatlich geschütztes Monopol, können die realen Kapitalkosten niedrige 5 bis 8 Prozent betragen, in einem Wettbewerbsmarkt dagegen werden sie eher bei 15 Prozent oder darüber liegen.

Wenn die Kapitalkosten den Löwenanteil an den Stromerzeugungskosten eines Atomkraftwerks ausmachen, dann wirkt sich die Erhöhung der Mindestrendite um über das Doppelte massiv auf die Wirtschaftlichkeit von Atomstrom aus. Es gibt keine „richtige“ Antwort auf die Frage, welche Kapitalkosten der Berechnung zugrunde gelegt werden sollten. Als die Stromindustrie noch als Monopol organisiert war, hatten die Energieversorger die Garantie auf eine volle Kostendeckung, mit anderen Worten: egal wie viel Geld sie investierten, sie konnten die Zeche den Verbrauchern in Rechnung stellen. Da also die Verbraucher die gesamten Risiken trugen, gingen die Kapitalgeber nur ein sehr begrenztes Risiko ein. Die Kapitalkosten schwankten je nach Land und danach, ob sich das betreffende Unternehmen in Staats- oder Privatbesitz befand (da staatliche Unternehmen im Allgemeinen eine höhere Bonität genießen, liegen ihre Kapitalkosten niedriger als die von Privatunternehmen), und lagen zwischen 5 und 8 Prozent.

In liberalisierten Strommärkten dagegen würde das Investitionsrisiko bei den Stromerzeugern liegen, nicht bei den Verbrauchern, und sich dieses höhere Risiko auch in den Kapitalkosten widerspiegeln. Zum Beispiel befanden sich im Jahr 2002 in Großbritannien rund 40 Prozent der gesamten Stromerzeugungskapazitäten (rund die Hälfte davon aus Atomkraftwerken) im Besitz von finanziell bedrängten Unternehmen, und eine Reihe von Unternehmen und Banken haben Verluste in Höhe von insgesamt mehreren Milliarden Pfund mit Investitionen in Kraftwerke erlitten. Unter solchen Umständen erscheint die Annahme realer Kapitalkosten von über 15 Prozent durchaus gerechtfertigt. Im Falle reduzierter Risiken – zum Beispiel durch staatliche Absatz- und Preisgarantien – wären die Kapitalkosten natürlich entsprechend geringer. Allerdings würden solche Maßnahmen staatliche Subventionen darstellen, von denen nicht klar ist, ob sie nach den Gesetzen der Europäischen Union zulässig sind.

4.4 Betriebsleistung

Bei kapitalintensiven Technologien wie Atomstrom ist ein hoher Auslastungsgrad von großer Bedeutung, damit die vergleichsweise hohen Fixkosten (Tilgung von Krediten, Zinszahlungen und Rücklagen für die Stilllegung) auf eine möglichst hohe Nettoleistung umgelegt werden können. Da Atomkraftwerke zudem physisch inflexibel sind und sich ein häufiges Abschalten und Wiederhochfahren oder Veränderungen des Leistungsniveaus über das erforderliche Maß hinaus negativ auswirken, werden Atomkraftwerke generell Grundlast gefahren – mit Ausnahme einiger weniger Länder (beispielsweise Frankreich), in denen der Atomstromanteil an der Gesamtstromproduktion so hoch ist, dass ein reiner Grundlastbetrieb nicht möglich ist. Ein gutes Maß für die Zuverlässigkeit eines Kraftwerks und seiner Stromproduktion ist die Leistungsausnutzung (auch als Kapazitätsfaktor bezeichnet). Die Leistungsausnutzung gibt die erzeugte Strommenge in einem bestimmten Zeitraum als Prozentsatz der Strommenge an, die das Kraftwerk erzeugen hätte, hätte es in dem gesamten Zeitraum seine Nennlast erreicht.¹⁷ Im Allgemeinen wird die Leistungsausnutzung auf jährlicher oder Lebenszeitbasis kalkuliert. Im Gegensatz zu den Baukosten lässt sich die Leistungsausnutzung präzise und eindeutig messen und werden Leistungsausnutzungstabellen regelmäßig in Branchenblättern wie *Nucleonics Week* und *Nuclear Engineering International* publiziert. Auch wenn es immer wieder zu Auseinandersetzungen über die Gründe für Abschaltungen oder die Reduktion des Leistungsniveaus kommt, spielen solche Leistungsreduzierungen vom ökonomischen Standpunkt aus betrachtet häufig nur eine begrenzte Rolle.

Ähnlich wie bei den Baukosten, haben sich auch die Prognosen zur Leistungsausnutzung der im Betrieb befindlichen Reaktoren als viel zu optimistisch erwiesen. Die Reaktorhersteller und Unterstützer der Atomenergie gingen von einer extrem hohen Arbeitsverfügbarkeit und von Unterbrechungen lediglich zur Wartung und zum Brennstoffwechsel (einige Reaktortypen wie der AGR und CANDU

¹⁷ In den Fällen, in denen die Nennleistung von Reaktoren herabgesetzt wurde, haben manche Organisationen (zum Beispiel die IAEA) die Leistungsausnutzung eher auf die genehmigte Nennleistung der Reaktoren als auf die geplante Leistung bezogen. Obwohl das einige nützliche Rückschlüsse auf die Zuverlässigkeit der Anlage erlaubt, sollte zum Zwecke der ökonomischen Analyse die Auslegungsleistung herangezogen werden, auf der die ursprünglichen Wirtschaftlichkeitsberechnungen der Käufer basieren.

werden kontinuierlich beschickt und müssen nur zur Wartung abgeschaltet werden) und einer entsprechend hohen Leistungsausnutzung von 85 bis 95 Prozent aus. Tatsächlich jedoch verhielt sich das ganz anders, und um 1980 herum lag die Leistungsausnutzung aller Anlagen im weltweiten Durchschnitt gerade einmal bei rund 60 Prozent. Was das für die Wirtschaftlichkeit von Atomstrom bedeutet, macht folgende Rechnung klar: Wenn wir davon ausgehen, dass die Fixkosten bei einer Leistungsausnutzung von 90 Prozent zwei Drittel der Gesamtkosten der Stromerzeugung ausmachen, liegen die Gesamtkosten der Stromerzeugung bei einer Leistungsausnutzung von 60 Prozent um bis zu einem Drittel höher. In dem Maße, in dem technisches Versagen für eine geringe Leistungsausnutzung verantwortlich ist, treiben die zusätzlich anfallenden Wartungs- und Reparaturkosten die Kosten pro Stromeinheit weiter in die Höhe. Außerdem müssen Energieversorger, die ihre vertraglichen Stromlieferverpflichtungen nicht einhalten können, zumindest in Wettbewerbsmärkten damit rechnen, dass sie, um ihre Kunden beliefern zu können, potenziell sehr teuren „Ersatzstrom“ einkaufen müssen.

Allerdings haben die Hersteller seit Ende der achtziger Jahre große Mühen zur Leistungsverbesserung unternommen, und so liegt der durchschnittliche Grad der Leistungsausnutzung weltweit inzwischen bei über 80 Prozent. In den Vereinigten Staaten, wo die Leistungsausnutzung 1980 bei unter 60 Prozent lag, wird inzwischen ein Wert von 90 Prozent erreicht – allerdings beträgt die durchschnittliche Leistungsausnutzung der amerikanischen Atomkraftwerke für die gesamte Betriebszeit nur 70 Prozent.

Von den 414 Reaktoren weltweit, die mindestens ein Jahr im Dienst waren und für die lückenlose Aufzeichnungen vorliegen, bringen es nur sieben auf eine durchschnittliche Leistungsausnutzung für die gesamte Betriebszeit von über 90 Prozent und nur 100 Anlagen auf eine durchschnittliche Leistungsausnutzung von über 80 Prozent. Interessanterweise verteilen sich die 13 Anlagen mit der höchsten Leistungsausnutzung auf nur drei Länder: sechs in Südkorea, fünf in Deutschland und zwei in Finnland.

Neue Reaktortypen könnten die Arbeitsverfügbarkeit der besten zwei Prozent der bestehenden Reaktoren zwar erreichen, allerdings könnten sie auch wie Reaktoren früherer Generationen zunächst unter „Kinderkrankheiten“ leiden, wie die Erfahrungen Frankreichs in den späten neunziger Jahren mit dem N4-Bautyp belegen. Dabei muss berücksichtigt werden, dass bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse

die ersten Betriebsjahre, in denen am ehesten Kinderkrankheiten auftreten, aufgrund der Abzinsung weitaus stärker ins Gewicht fallen als die späteren Betriebsjahre. In späteren Betriebsjahren wiederum kann die Leistungsausnutzung zurückgehen, wenn wegen des fortschreitenden Verschleißes Teile ausgetauscht oder zur Einhaltung der aktuellen Sicherheitsstandards Verbesserungen durchgeführt werden müssen. Allerdings dürften sich diese Leistungseinbußen ebenfalls aufgrund der Abzinsung weniger stark auf die ökonomische Analyse auswirken. Generell kann man auf Basis der bisherigen Erfahrungen die Annahme einer Arbeitsverfügbarkeit von 90 Prozent oder mehr nur schwerlich rechtfertigen.

4.5 Betriebs- und Wartungskosten (ohne Brennstoffkosten)

Viele Leute glauben, Atomkraftwerke seien im Prinzip automatische Anlagen, die nur mit Brennstoff bestückt werden müssen und ansonsten sehr geringe laufende Kosten aufweisen. Aus diesem Grund spielten die Betriebs- und Wartungskosten ohne Brennstoffkosten in Studien zur nuklearen Wirtschaftlichkeit zumeist keine große Rolle. Wie weiter unten diskutiert, sind die reinen Brennstoffkosten vergleichsweise niedrig und lassen sich einigermaßen zuverlässig vorhersagen. Allerdings wurde die Mär von den geringen Betriebskosten in den späten achtziger und frühen neunziger Jahren als falsch entlarvt. Damals wurde eine kleine Zahl amerikanischer Atomkraftwerke stillgelegt, als sie zeigte, dass ihre reinen Betriebskosten (ausgenommen die Rückzahlung der Fixkosten) höher lagen als die Kosten für den Bau und Betrieb von Gaskraftwerken. Die Berechnungen ergaben durchschnittliche Betriebs- und Wartungskosten von über 22 \$/MWh und durchschnittliche Brennstoffkosten von über 12 \$/MWh.¹⁸ Dank intensiver Bemühungen zur Reduzierung der Betriebs- und Wartungskosten sanken diese bis Mitte der neunziger Jahre im Durchschnitt auf rund 12,5 \$/MWh und die Brennstoffkosten auf 4,5 \$/MWh. Allerdings, so muss angemerkt werden, spiegelten diese Kostenreduzierungen vor allem die höhere Arbeitsverfügbarkeit der Anlagen und weniger tatsächliche Kostenreduzierungen wider. Da zudem viele Betriebs- und Wartungskosten fixe Kosten sind – beispielsweise für Personal und Wartung – und kaum mit dem Output eines Reaktors variieren, sinken die Betriebs-

¹⁸ Für Statistiken zu den Betriebs- und Wartungskosten siehe: <http://www.nei.org/index.asp?catnum=2&catid=95>.

und Wartungskosten pro MWh umso stärker, je mehr Strom die Anlage erzeugt. Inzwischen ist die Drohung von frühzeitigen Stilllegungen aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit in den Vereinigten Staaten weitgehend vom Tisch.

In diesem Zusammenhang lohnt der Hinweis darauf, dass der Energieversorger British Energy, der seine acht Atomkraftwerke bei seiner Gründung 1996 praktisch geschenkt bekam, 2002 finanziell kollabierte, da die Einnahmen aus dem Betrieb der Anlagen kaum zur Deckung der Betriebskosten ausreichten. Zum Teil lag das an den hohen Brennstoffkosten, insbesondere den Kosten der Wiederaufbereitung für ausgediente Brennelemente, die inzwischen nur noch von Großbritannien und Frankreich betrieben wird (siehe unten). Die durchschnittlichen Betriebs- und Wartungskosten der acht Reaktoren von British Energy einschließlich der Brennstoffkosten schwankten von 1997 bis 2004 zwischen rund 1,65 und 1,9 p/kWh (Pence je Kilowattstunde) und schnellten in den ersten neun Monaten des Haushaltsjahrs 2004/05 aufgrund der schlechten Performance einiger Reaktoren auf 2,15 p/kWh hoch. Im Durchschnitt der gesamten Periode lag dieser Wert bei 1,85 p/kWh. Veranschlagt man die Brennstoffkosten einschließlich der Wiederaufbereitungskosten mit 0,7 p/kWh, liegen die Betriebs- und Wartungskosten mit 1,15 p/kWh um 60 Prozent höher als im US-Durchschnitt.

4.6 Kernbrennstoffkosten

Dank der seit Mitte der siebziger Jahre niedrigen Uranpreise waren die Kernbrennstoffkosten lange Zeit relativ gering. In den USA beispielsweise betragen die durchschnittlichen Brennstoffkosten 0,25 p/kWh, werden allerdings stark vom Staat subventioniert, der gegen eine Kostenpauschale von 1 \$/MWh (0,06 p/kWh) die Verantwortung für die Entsorgung des verbrauchten Brennstoffs übernimmt. Dabei handelt es sich um einen willkürlichen Preis, der vor über zwei Jahrzehnten festgesetzt wurde und auf keinerlei praktischer Erfahrung basiert, da es weder in den USA noch irgendwo entsprechende Entsorgungseinrichtungen gibt. Bis zum Bau eines Endlagers, wahrscheinlich bei Yucca Mountain, wird der Abbrand aus den US-Atomkraftwerken in Zwischenlagern aufbewahrt. Die tatsächlichen Entsorgungskosten werden aller Wahrscheinlichkeit nach um ein Vielfaches über der von der US-Regierung in Rechnung gestellten Kostenpauschale liegen. Da die weltweiten Uranvorräte im Vergleich zum Verbrauch zur Zeit noch relativ groß sind, entfällt

nur ein relativ kleiner Anteil an den prognostizierten Atomstromkosten auf die Brennstoffkosten. Schwieriger zu bewerten ist die Frage der Entsorgung der ausgedienten Brennelemente. Die Wiederaufbereitung von Kernbrennstoff ist teuer und trägt, solange das dabei gewonnene Plutonium nicht gewinnbringend genutzt werden kann, nichts zur Abfallentsorgung bei, da bei der Wiederaufbereitung der verbrauchte Kernbrennstoff lediglich in unterschiedliche Bestandteile aufgespalten wird, ohne dass die vorhandene Radioaktivität an sich vermindert werden würde. Tatsächlich entstehen bei der Wiederaufbereitung großen Mengen an zusätzlichen schwach- und mittelradioaktiven Abfällen, da alle bei der Wiederaufbereitung verwendeten Geräte und Stoffe selbst zu radioaktivem Abfall werden. Der vor dem Zusammenbruch von British Energy abgeschlossene Entsorgungsvertrag zwischen BNFL und British Energy soll über 300 Millionen Pfund pro Jahr gelautet haben, was umgerechnet Kosten von rund 0,5 p/kWh entspricht. Der neue Vertrag dürfte die Kosten für British Energy um 150 bis 200 Millionen Pfund pro Jahr reduzieren, was aber nur möglich ist, weil die britische Regierung BNFL die Übernahme eventueller Verluste garantiert. Ungeachtet dieser schlechten Kostenbilanz sollen die Vereinigten Staaten zunächst die Wiederaufbereitung von verbrauchtem Kernbrennstoff in Betracht bezogen haben, bis die Regierung Carter das unterband. Die Entsorgungskosten hochradioaktiver Abfälle lassen sich kaum abschätzen, da bislang noch keine entsprechenden Einrichtungen gebaut worden sind oder auch nur mit dem Bau daran begonnen wurde und somit jeder Versuch einer Kostenprognose notgedrungen eine hohe Fehlermarge aufweist.

4.7 Betriebsdauer

Reaktoren der Generation III sind auf eine Laufzeit von rund 60 Jahren ausgelegt, während bei ihren Vorgängern im Allgemeinen mit einer nur halb so langen Betriebsdauer geplant wurde. Angesichts des bei Atomkraftwerken sehr hohen Fixkostenanteils sollten bei einer Verdoppelung der Betriebsdauer die Fixkosten pro erzeugter Stromeinheit deutlich sinken, da sich die Fixkosten ja auf einen sehr viel längeren Zeitraum verteilen. In der Praxis jedoch verhält sich das anders. Kommerzielle Kredite müssen innerhalb von 15 bis längstens 20 Jahren zurückbezahlt werden, und in einer diskontierten Cashflow-Kalkulation fallen Kosten und Einnahmen, die über 10 bis 15 Jahre liegen, nur wenig ins Gewicht (siehe Anhang 1).

Es gibt einen gewissen Trend, die Betriebsdauer bestehender Anlagen zu verlängern, und von Druckwasserreaktoren, die ursprünglich auf eine durchschnittliche Betriebsdauer von 30 Jahren ausgelegt waren, wird inzwischen häufig erwartet, dass sie 40 Jahre oder länger betrieben werden können. Allerdings sollte man nicht davon ausgehen, dass der Strom billiger wird, sobald die Kapitalkosten zurückbezahlt sind, da eine Verlängerung der Betriebsdauer erhebliche Neuinvestitionen zum Ersatz verschlissener Komponenten und zur sicherheitstechnischen Modernisierung der Reaktoren erforderlich machen kann. Zudem kommen nicht alle bestehenden Reaktoren für eine Verlängerung der Lebensdauer in Frage, wie zum Beispiel die ursprünglich auf eine Betriebsdauer von 25 Jahren ausgelegten britischen AGR-Reaktoren, die nun 35 Jahre laufen sollen, für die aber eine weitere Verlängerung der Lebensdauer aufgrund der Probleme mit den graphitmoderierten Reaktorblöcken ausgeschlossen wird.

4.8 Stilllegungskosten und -rückstellungen

Da bislang noch kaum Erfahrungen mit der Stilllegung von Reaktoren kommerzieller Größenordnung vorliegen und die Entsorgungskosten für radioaktive Abfälle (insbesondere für mittel- und langlebige Abfälle, siehe Anhang 4) höchst ungewiss sind, lassen sich die Stilllegungskosten kaum abschätzen. Allerdings wirken sich selbst Stilllegungspläne, die mit einem hohen Grad an Sicherheit gewährleisten, dass zu gegebener Zeit die prognostizierten Finanzmittel verfügbar sind, nicht allzu massiv auf die Gesamtwirtschaftlichkeit aus. Selbst wenn ein Reaktorbetreiber vor Beginn der Inbetriebnahme den für die Stilllegungsmaßnahmen prognostizierten abgezinsten Betrag aufbringen müsste, würden die Baukosten nur um zehn Prozent steigen. Die erforderlichen Einzahlungen in den Sonderfonds von British Energy, der allerdings die erste Stilllegungsphase nicht abdeckte, beliefen sich auf unter 20 Millionen Pfund pro Jahr oder umgerechnet gerade einmal 0,03 p/kWh.

Problematisch wird die Sache erst, wenn die Kosten von Anfang an zu niedrig veranschlagt wurden, die Rückstellungen aufgelöst werden oder der Reaktorbetreiber vor Ablauf der erwarteten Betriebsdauer Konkurs anmeldet – alles Probleme, von denen z.B. Großbritannien betroffen ist. Zunächst sind die voraussichtlichen Stilllegungskosten im Laufe der letzten beiden Jahrzehnte um das Mehrfache der ursprünglich angesetzten Summe gestiegen. Bei der

Privatisierung des Central Electricity Generating Board (CEGB) im Jahr 1990 wurden die aus Beiträgen der Verbraucher gebildeten Rückstellungen nicht an das Nachfolgeunternehmen Nuclear Electric übertragen. Zudem wurden die von 1990 bis 1996 ausbezahlten staatlichen Subventionen, die laut Michael Heseltine zur „Stilllegung alter, unsicherer Kernkraftwerke“ gedacht waren, von der Betreibergesellschaft als Cashflow verbraucht und nicht ausbezahlte Mittel vom britischen Schatzministerium reklamiert.¹⁹ Der Kollaps von British Energy schließlich bedeutet, dass ein erheblicher Teil der künftigen Stilllegungskosten der British-Energy-Reaktoren von den Steuerzahlern getragen werden muss.

Tabelle 5

Atomhaftungsgrenzen in den OECD-Ländern

Stand September 2001

Land	Gesetzliche Haftungsgrenze ^a	Deckungsvorsorge ^{a,b}
Belgien	298 Mio. €	
Deutschland	unbegrenzt	2,5 Mrd. € ^c
Finnland	250 Mio. €	
Frankreich	92 Mio. €	
Großbritannien	227 Mio. €	
Japan	unbegrenzt	538 Mio. €
Kanada	54 Mio. €	
Korea	4293 Mio. €	
Mexiko	12 Mio. €	
Niederlande	340 Mio. €	
Schweiz	unbegrenzt	674 Mio. €
Slowakei	47 Mio. €	
Spanien	150 Mio. €	
Tschechien	177 Mio. €	
Ungarn	143 Mio. €	
USA	10937 Mio. €	226 Mio. €

a Errechnet unter Verwendung offizieller Wechselkurse von 06/2001 bis 06/2002.

b Falls abweichend vom Haftungslimit.

c 2,5 Mrd. € Betreiberpool, 256 Mio. € Versicherung, 179 Mio. € aus dem Brüsseler Zusatzabkommen zum Pariser Übereinkommen.

Quelle: Inoffizielle statistische Angaben – OECD/NEA, Legal Affairs

19 M. Heseltine, Präsident des Board of Trade, Aussage im Unterhaus, 19. Oktober 1992.

4.9 Versicherung und Haftung

Hierbei handelt es sich um ein überaus kontroverses Thema, da derzeit die Haftung der Atomanlagenbetreiber durch einen internationalen Vertrag auf einen Bruchteil der wahrscheinlichen Kosten eines größeren Atomunfalls beschränkt ist. Das 1963 verabschiedete und 1997 ergänzte Wiener Atomhaftungsabkommen begrenzt die Haftung von Atomanlagenbetreibern auf 300 Millionen Sonderziehungsrechte. In Großbritannien übernimmt der Staat derzeit noch das über 140 Millionen Pfund hinausgehende Restrisiko, doch dürften die Haftungsgrenzen entsprechend dem Pariser Übereinkommen und dem Brüsseler Zusatzabkommen auf 700 Millionen Euro steigen. Die Haftungsbegrenzung, die als entscheidende Voraussetzung für die Entwicklung der zivilen Kernenergienutzung galt, stellte zugleich eine massive staatliche Subvention für die Atomindustrie dar.

Die Übersicht über die Atomhaftungsgrenzen in den OECD-Ländern (siehe Tabelle 5), die sich in einer Studie der Kommission für erneuerbare Energien des Deutschen Bundestags findet, illustriert die große Bandbreite der nationalen Haftungsgrenzen, die von mageren 12 Millionen Euro in Mexiko bis zu einer unbegrenzten Haftungspflicht in Deutschland, Japan und der Schweiz reicht.

Angesicht der Kosten, die zum Beispiel durch die Reaktorkatastrophe von Tschernobyl verursacht wurden und die sich in der Größenordnung von mehreren Hundert Millionen Euro bewegen dürften (auch wenn es barbarisch erscheinen mag, den Verlust eines Menschenleben oder eine Behinderung monetär zu beziffern, für Versicherungszwecke ist es notwendig), ist klar, dass konventionelle Versicherungen das Risiko nicht abdecken können – abgesehen davon, dass eine solche Absicherung sowieso unglaubwürdig wäre, weil ein größerer Atomunfall jede noch so große Versicherungsgesellschaft in den Bankrott treiben würde.

Nicht zuletzt deshalb kam der Vorschlag auf, Anlagenbetreiber sollten durch die Ausgabe von „Katastrophenanleihen“ eine glaubhafte Deckungsvorsorge für die finanziellen Folgen von Atomunfällen bereitstellen. Bei Katastrophenanleihen handelt es sich um hochverzinsliche versicherte Anleihen, die eine Klausel enthalten, derzufolge die Zinszahlungen und/oder das investierte Kapital im Falle eines bestimmten Ereignisses wie beispielsweise eines Erdbebens ausgesetzt werden oder verloren gehen. Ob das einen gangbaren Weg zur Bereitstellung eines gewissen Versicherungsschutzes für

Atomunfälle darstellt und wie sich solche Anleihen auf die nukleare Ökonomie auswirken würden, lässt sich kaum sagen, solange noch keine konkreten Vorschläge auf dem Tisch liegen.

5 Neuere Studien zu den Kosten der Atomenergie und warum sie differieren

In den letzten Jahren wurde eine Reihe neuerer Studien zur Wirtschaftlichkeit von Atomstrom vorgelegt. Dazu gehören:

- „The role of nuclear power in enhancing Japan’s energy security“, James A Baker III, Institute for Public Politik an der Rice University, USA, Mai 2000;
- Lappeenranta University of Technology (LUT), Finnish 5th Reactor Economic Analysis, Finnland, 2002;
- „The economics of nuclear power“, UK Performance and Innovation Unit, Großbritannien, Februar 2002;
- „Business case for early orders of new nuclear reactors“, Scully Capital, USA, September 2002;
- „The future of nuclear power: an interdisciplinary MIT study“, Massachusetts Institute of Technology, USA, Februar 2003;
- „The costs of generating electricity“, The Royal Academy of Engineers, Großbritannien, März 2004;
- „The economic future of nuclear power“, University of Chicago, finanziert vom US-Energieministerium, USA, August 2004;
- „Levelised unit electricity cost comparison of alternative technologies for base load generation in Ontario“, Canadian Energy Research Institute; vorbereitet für die Canadian Nuclear Association, Kanada, August 2004;
- „Projected costs of generating electricity: 2005 update“, IEA/NEA, März 2005;
- „Business case for early orders of new nuclear reactors“, OXERA, Großbritannien, April 2005.

In Tabelle 6 auf S. 297 werden die Kernaussagen dieser zehn Studien aufgelistet und im Folgenden zusammengefasst.

5.1 Rice University

Die Studie der Rice University befasst sich mit Themen von strategischer Bedeutung für die japanische Energiesicherheit und nutzt dazu Prognosen der Gesamtkosten der Stromerzeugung der ab 2010

in Betrieb gehenden Anlagen, die vom japanische Central Research Institute of Electric Power Industry (CRIEPI) erstellt wurden.²⁰ Das Institut geht von Erzeugungskosten von 5 p/kWh aus, eine Kostenprognose, die allerdings im Kontext der sehr hohen und zum Teil auf den hohen Yen-Kurs zurückzuführenden Strompreise in Japan gesehen werden muss. Um aussagekräftige Schlussfolgerungen ziehen zu können, müssten die CRIEPI-Annahmen im Detail untersucht werden.

5.2 Lappeenranta University of Technology

Die Lappeenranta-Studie zog nach der Entscheidung zum Bau des Olkiluoto-3-Reaktors viel Aufmerksamkeit auf sich. Obgleich etliche Annahmen der Studie als wirtschaftlich sensibel klassifiziert und nicht vollständig offengelegt wurden, ergeben sich aus den geringen Kapitalkosten, die niedrigen Betriebskosten und der hohen Leistungsausnutzung geringe Erzeugungskosten.

5.3 Performance and Innovation Unit

Die Performance and Innovation Unit (PIU) des britischen Cabinet Office befasste sich im Jahr 2002 im Rahmen der Überprüfung der nationalen Energiepolitik, die zum White Paper 2003 führte, auch mit der Wirtschaftlichkeit von Atomstrom. Die Einheit ermittelte für Sizewell B unter Anwendung eines Diskontsatzes von zwölf Prozent Erzeugungskosten in Höhe von rund 6 p/kWh, wobei angemerkt werden muss, dass in den zugrunde liegenden Baukosten für den Reaktor (2,7 Milliarden Pfund, entsprechend 2250 £/kW) die Erstentwicklungskosten nicht berücksichtigt wurden.

In der Studie werden auch von British Energy und BNFL erstellte Prognosen und unter Anwendung einheitlicher Diskontsätze präsentiert. Tabelle 6 gibt die Kosten für die achte Einheit an (eine Zwillinganlage der AP-1000-Baureihe), wobei davon ausgegangen wird, dass bei Errichtung der achten Einheit sämtliche Erstentwicklungs- und Anlaufkosten abgeschrieben sind. Abgesehen davon, dass die PIU mit Diskontsätzen von acht Prozent (für Anlagen, deren Bau mit einem sehr geringen Risiko einherging, beispielsweise wenn der Betreiber sämtliche Kosten auf die Verbraucher umlegen kann) und 15 Prozent rechnet (für eine Anlage mit einem deutlich höheren kommerziellen Risiko), basiert der Bericht auf den BNFL-Annah-

²⁰ Den in Pfund Sterling umgerechneten japanischen Kostenangaben liegt ein Wechselkurs von 1£ = 200 Yen zugrunde.

men. In Fällen mit einem Diskontsatz von acht Prozent kalkuliert PIU mit alternativen Anlagenlaufzeiten von 15 Jahren (entsprechend der wahrscheinlichen Laufzeit kommerzieller Kredite) und 30 Jahren, während der 15 Prozent-Fall nur für eine Laufzeit von 15 Jahren durchgerechnet wird. Da Kosten oder Einnahmen, die in 20 Jahren von heute anfallen, mit 6 Prozent ihres nicht abgezinsten Wertes, und solche, die in 30 Jahren anfallen, mit 1,5 Prozent ihres nicht abgezinsten Wertes in die diskontierte Einnahmeüberschussrechnung einfließen, dürfte es keinen allzu großen Unterschied ausmachen, ob eine Laufzeit von 15 oder von 30 Jahren zugrundegelegt wird. Die Kostenschätzungen für den Fall, dass nur eine Einheit gebaut wird, liegen um 40 bis 50 Prozent höher, worin sich die Annahme widerspiegelt, dass sich die einmaligen Erstentwicklungskosten auf rund 300 Millionen Pfund belaufen werden.

Viele der Annahmen, beispielsweise für die Baukosten, sind als wirtschaftlich sensibel klassifiziert und unterliegen der Geheimhaltung. Allerdings gibt die PIU an, dass die Baukostenprognosen von BNFL und British Energy unter 840 £/kW liegen. Die Angaben zur Leistungsausnutzung sind ebenfalls vertraulich, doch die PIU geht von einer Arbeitsverfügbarkeit von deutlich über 80 Prozent aus.

5.4 Scully Capital

Der Scully-Report wurde vom US-Energieministerium in Auftrag gegeben und untersucht die Erzeugungskosten eines 1100-MW-Druckwasserreaktors (AP-1000) unter vier Baukostenszenarien: eine Milliarde, 1,2 Milliarden, 1,4 Milliarden und 1,6 Milliarden US-Dollar. Im Gegensatz zu anderen Berichten basiert der Scully-Report auf dem Ansatz, die Großhandelspreise für Strom zu prognostizieren und auf dieser Grundlage zu errechnen, welche Renditen Atomanlagen entsprechend ihrer Leistungswerte erwirtschaften. Bei einem Strompreis von 35 \$/MWh (1,95 p/kWh) erreichen Atomkraftwerke je nach Baukosten eine inflationsbereinigte Rendite bis zur Endfälligkeit von 7,3 bis 10,7 Prozent. Den Industriedurchschnitt von 10 bis 12 Prozent erreicht nur das Szenario mit einer Milliarde US-Dollar Baukosten. Darüber hinaus wurden Sensitivitätsanalysen für den Strompreis, die Leistungsausnutzung, die Brennstoffkosten und die Bauzeit durchgeführt sowie finanzielle Aspekte, zum Beispiel das Verhältnis von Schulden zu Eigenkapital und die Kreditkosten, berücksichtigt.

5.5 MIT

Bei der Studie des Massachusetts Institute of Technology (MIT) handelt es sich um eine sehr ausführliche und angesehene Studie der nuklearen Erzeugungskosten im Vergleich zu anderen Optionen der Stromerzeugung wie Kombikraftwerken, die detaillierte Annahmen über die wichtigsten Komponenten enthält. Im Hinblick auf die Betriebs- und Wartungskosten gehen die MIT-Forscher davon aus, dass diese aufgrund des Wettbewerbsdrucks bei Generatoren um 25 Prozent unter denen bestehender Anlagen liegen. Bei den Baukosten veranschlagen die Autoren des Berichts deutlich geringere Kosten als bei den meisten neueren Reaktoren in den Vereinigten Staaten (auch wenn deren Fertigstellung über 20 Jahre zurückliegt). Hinsichtlich der Leistungsausnutzung untersuchen die Autoren ein hohes Szenario mit 85 Prozent und ein niedriges Szenario mit 75 Prozent, wobei der höhere Wert auf den guten Kapazitätsfaktoren der US-Reaktoren in den letzten Jahren und der schlechtere Wert den Zeitraum mit berücksichtigt, den die Reaktoren benötigen, um dieses höhere Niveau zu erreichen. Obwohl die MIT-Forscher ihre Annahmen zur Stilllegung nicht konkretisieren, kann man davon ausgehen, dass sie der derzeitigen Praxis folgen und einen Sonderfonds empfehlen. Die Kosten der Stilllegung selbst werden nicht angesprochen.

Die wichtigsten Variablen sind dem Bericht zufolge die Leistungsausnutzung und die Laufzeit, obwohl sich angesichts der vergleichsweise hohen Kapitalkosten eine Verlängerung der Laufzeit mit rund fünf Prozent nur geringfügig auf die Gesamtkosten auswirkt, während sich Unterschiede in der Leistungsausnutzung mit 10 bis 15 Prozent deutlich stärker niederschlagen. In allen Szenarien sind Gas- und Kohlekraftwerke deutlich günstiger als Atomkraftwerke, und zwar um bis zu 45 respektive 35 Prozent. Selbst wenn die nuklearen Baukosten um 25 Prozent, die Bauzeit auf zwölf Monate gesenkt und die Kapitalkosten auf 10 Prozent reduziert werden, reicht das nicht aus, die Lücke zwischen Atom- und Kohle- oder Gas-kraftwerken zu schließen.

5.6 Royal Academy of Engineers

Laut dem Bericht der Royal Academy of Engineers, der eine Vielzahl von Technologien zur Stromerzeugung vergleicht, liegen die Stromerzeugungskosten aus Atomkraftwerken sehr nahe bei denen von Gaskraftwerken und um zehn bis 30 Prozent unter denen von Koh-

lekraftwerken (je nach der in den Kohlekraftwerken verwendeten Technologie) und bei rund einem Drittel der Kosten von erneuerbaren Energiequellen. Die Autoren der Studie, die auf drei aussichtsreichen Reaktortypen basierte – dem EPR, dem AP-1000 und dem ACR –, bezogen sich bei der Schätzung der Kostenfaktoren stark auf die MIT-Studie, folgten den MIT-Forschern aber aufgrund von „technologischen Differenzen“ nicht in allen Fällen. Zum Beispiel liegen die prognostizierten Betriebs- und Wartungskosten um nahezu 50 Prozent unter denen der MIT-Studie.²¹ Laut dem RAE-Bericht wurden die Stilllegungskosten bei der Berechnung der Kapitalkosten berücksichtigt, allerdings wurden die Kostenannahmen nicht konkretisiert. Aufgrund der bei allen Parametern sehr optimistischen Annahmen überraschen die in dem Bericht zitierten niedrigen Erzeugungskosten kaum.

5.7 University of Chicago

Die University of Chicago vergleicht in ihrer Studie eine Reihe von nuklearen Kostenprognosen, ohne eigene Kostenschätzungen vorzunehmen. In ihrem „Keine-Maßnahmen“-Szenario errechnen die Autoren der Studie die durchschnittlichen Erzeugungskosten für drei unterschiedliche Reaktoren mit einer Leistung von 1000 MW. Die teuerste Version ist der für Olkiluoto bestellte EPR, gefolgt von einem Reaktor, bei dem die Erstentwicklungskosten mit einkalkuliert werden (zum Beispiel der AP-1000), und die günstigste Option ein Reaktor, bei dem die Erstentwicklungskosten bereits beschrieben sind (zum Beispiel der ABWR oder der ACR-700). Obwohl die in der Tabelle angeführten Ergebnisse die Studienergebnisse, die eine Vielzahl von Szenarien darstellen, nicht umfassend wiedergeben, zeigen sie doch, dass sich selbst bei extrem niedrigen Baukosten ein vergleichsweise hoher Diskontsatz stark auf die Gesamtkosten auswirkt.

5.8 Canadian Energy Research Institute

Das Canadian Energy Research Institute vergleicht in seiner Studie die prognostizierten Erzeugungskosten von Kohle- und Gaskraft-

²¹ Bereits die MIT-Prognosen enthielten durch die Einbeziehung des Wettbewerbsdrucks eine signifikante Verminderung des gegenwärtigen Kostenniveaus (25 Prozent). Allerdings ist der von der Royal Academy of Engineers gewählte Diskontsatz konsistent mit dem Ziel einer vollen Kostendeckung.

werken mit den Erzeugungskosten eines CANDU-6-Doppelblocks (mit einer Gesamtleistung von 1346 MW, der aktuellen CANDU-Generation) und eines ACR-700-Doppelblocks (mit einer Gesamtleistung von 1406 MW, dem CANDU-Bautyp der Generation III).²² Wir konzentrieren uns auf die ACR-700-Option, die den Prognosen zufolge günstiger als die CANDU-6-Option ist. Die Stilllegungskosten werden mit 250 £/kW veranschlagt und während der Reaktorlaufzeit durch Fondszahlungen abgedeckt, die sich über 30 Jahre hinweg auf 3,6 Millionen £ pro Jahr oder 0,03 p/kWh summieren. Die Gesamtkosten sind relativ niedrig, und die meisten Annahmen entsprechen denen von anderen Studien.

5.9 International Energy Agency/Nuclear Energy Agency

Die IEA/NEA-Studie basiert auf den Antworten nationaler Behörden auf eine Umfrage zu den Erzeugungskosten verschiedener Optionen. Aufgrund der gewaltigen Bandbreite der Angaben der einzelnen Länder – so haben die osteuropäischen Länder sehr niedrige Kosten gemeldet, Japan dagegen sehr hohe – fällt es schwer, diese Studie zu bewerten. Der zentrale Faktor ist der sehr niedrig ange-setzte Diskontsatz, der zusammen mit relativ optimistischen Leistungsannahmen geringe Erzeugungskosten ergibt.

5.10 OXERA

Dem OXERA-Bericht vom April 2005 folgte im Juni 2005 ein zweiter Bericht mit zusätzlichen Angaben zu den Kostenprognosen.²³ Der OXERA-Bericht enthält zwar eine sehr detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse, verlässt sich aber bei seinen Leistungsannahmen auf andere Berichte und geht so zum Beispiel von einer extrem hohen Leistungsausnutzung von 95 Prozent aus, ohne das zu begründen. Der OXERA-Bericht folgt demselben Ansatz wie der Scully-Report und kalkuliert die Rendite für einen bestimmten Strompreis. Bei einem Grundlastpreis von 27 bis 33 £/MWh, rund 50 Prozent über dem, was British Energy derzeit erhält, würde der interne Zinsfuß für einen Einzelreaktor je nach Verschuldungskoeffizient zwischen acht und elf Prozent liegen. Bei einem acht Blöcke umfassenden

²² Angaben in kanadischen Dollar wurden auf der Basis eines Wechselkurses von 1 £ = 2,20 CUS-Dollar umgerechnet.

²³ OXERA (2005): „Financing the nuclear Option: modelling the costs of new build“.

Bauprogramm stiege der Ertrag der letzten Blöcke auf über 15 Prozent. Hierbei ist zu beachten, dass die in der OXERA-Studie angesetzten Baukosten zwar über den Kostenprognosen einiger anderer Studien liegen, aber dennoch deutlich hinter den Baukosten von Sizewell und den veranschlagten Kosten für Olkiluoto zurückbleiben. Darüber hinaus setzen die Annahmen zur Leistungsausnutzung und zu den Betriebskosten – zum Teil basierend auf dem IEA/NEA-Report und dem Bericht von Scully Capital – eine immense Verbesserung gegenüber der aktuellen Reaktorgeneration voraus.

Auf der Basis dieser Kostenprognosen und der Kosten des aktuellen Programms der Londoner Regierung zum Ausbau der erneuerbaren Energien – die OXERA auf 12 Milliarden Pfund schätzt – kommt die OXERA-Studie zu dem Schluss, dass ein Nuklearprogramm die Kohlendioxidemissionen im vergleichbaren Umfang vermindern würde, und zwar zu Kosten von lediglich 4,4 Milliarden Pfund zuzüglich der Kosten der öffentlichen Nuklearrisiko-Versicherung. Die zitierten 4,4 Milliarden Pfund setzen sich zusammen aus Kapitalzuschüssen in Höhe von 1,1 Milliarden Pfund und Kreditbürgschaften in Höhe von 3,3 Milliarden Pfund. Zu den Kosten einer öffentlichen Nuklearrisiko-Versicherung schweigt sich der OXERA-Bericht aus.

6 Notwendigkeit und Höhe staatlicher Subventionen

Sukzessive Studien der britischen Regierung in den Jahren 1989, 1995 und 2002 kamen zu dem Schluss, dass Stromversorger in einem liberalisierten Strommarkt ohne staatliche Subventionen und Garantien zur Kostenbegrenzung keine Atomkraftwerke bauen würden – eine Erkenntnis, die sich auf die meisten Länder, die die Monopolstellung der Energieerzeuger beendet haben, übertragen lässt. Die aktuelle Neubestellung in Finnland scheint zwar etwas anderes nahelegen, doch wie oben erklärt, eignet sich der finnische Fall aufgrund der Sonderstellung des Reaktorbetreibers – ein nicht auf Gewinnerzielung ausgerichtetes Unternehmen im Besitz von Industrieunternehmen, die vertraglich zur Abnahme des erzeugten Stroms verpflichtet sind – kaum als Modell für andere Länder.

Bei den Bereichen, in denen Subventionen und Kreditbürgschaften erforderlich scheinen, handelt es sich insbesondere um solche, die nicht der vollen Kontrolle des Betreibers unterliegen; diese Kosten umfassen:

- *Baukosten*: Angesichts der hohen Baukosten für neue Atomkraftwerke und die hohe Wahrscheinlichkeit einer Kostenüberschreitung könnte sich die Regierung gezwungen sehen, die auf private Investoren entfallenden Kosten zu begrenzen.
- *Betriebsleistung*: Es besteht ein signifikantes Risiko, dass die tatsächliche Leistung schlechter als prognostiziert ausfällt. Der Betreiber ist weitgehend für die Arbeitsverfügbarkeit verantwortlich, und es ist unklar, ob die Reaktorentwickler ausreichend Vertrauen in ihre Fähigkeit setzen, um die Verantwortung für eine unter den Prognosen liegende Arbeitsverfügbarkeit zu übernehmen.
- *Betriebs- und Wartungskosten* (ohne Brennstoffkosten): Da diese ebenfalls weitgehend der Kontrolle der Betreiber unterliegen, könnten diese bereit sein, das Risiko zu tragen.
- *Kernbrennstoffkosten*: Von Kernbrennstoffkosten geht generell kein sonderliches Risiko aus. Uran lässt sich problemlos lagern und das Risiko höherer Weltmarktpreise lässt sich managen. Da Entsorgungskosten für verbrauchten Kernbrennstoff (vorausgesetzt, dass keine Wiederaufbereitung erfolgt) weitaus umstrittener sind, könnten die Reaktorbetreiber nach dem Vorbild der USA auf eine Obergrenze für die Entsorgungskosten drängen.
- *Stilllegungskosten*: Auch wenn sich die Stilllegungskosten kaum vorhersagen lassen, kann man davon ausgehen, dass sie in Zukunft deutlich ansteigen werden. Die erforderlichen Beiträge zu einem gut verwalteten separaten Stilllegungsfonds erscheinen zwar vergleichsweise moderat, doch sollten die Erfahrungen aus der Stilllegung und Abfallentsorgung zeigen, dass die gegenwärtigen Kostenschätzungen signifikant zu niedrig sind, oder sollte die Rendite der Stilllegungsfonds geringer als erwartet ausfallen, könnten die Einzahlungen deutlich erhöht werden müssen. Aufgrund dieses Risikos könnten private Entwickler einen „Deckel“ für ihre Fondsbeiträge verlangen.

Insbesondere bei den ersten Blöcken, bei denen die Anlaufkosten einer neuen Technologie anfallen, muss mit einem sehr hohen Bedarf an Kreditbürgschaften gerechnet werden. Werden mehrere Anlagen eines Bautyps gebaut und damit gute Erfahrungen gemacht, könnte der Markt zur Übernahme eines höheren Risikoanteils bereit sein, obwohl eine politische Verpflichtung zur Förderung des Atomstroms allein noch lange keine Garantie für die Realisierung eines Nuklearprogramms darstellt. Man sollte nicht vergessen, dass unter

den Regierungen Reagan und Thatcher, die beide eine Renaissance der Atomenergie versprochen, die Atomindustrie massive Rückschritte hinnehmen musste.

7 Schlussfolgerungen

Seit mindestens 20 Jahren sind die Bestellmengen für neue Atomkraftwerke auf einem niedrigen Niveau. Die Gründe dafür sind komplex, sie reichen von der öffentlichen Opposition gegen neue Atomkraftwerke bis hin zu den Kraftwerksüberkapazitäten in vielen potenziellen Märkten. Daneben spielt aber auch die schlechte ökonomische Leistung vieler bestehender Anlagen eine wichtige Rolle. Verstärkt wurde dieser Faktor noch durch den im letzten Jahrzehnt gestiegenen Wettbewerbsdruck in den liberalisierten Strommärkten, die Erzeugungsoptionen mit niedrigen Kapitalkosten, kurzen Bauzeiten und garantierter Leistung favorisieren – Eigenschaften, die den aktuellen Reaktortypen fehlen. Bei den wenigen im Bau befindlichen Anlagen handelt es sich größtenteils um alte Reaktortypen, die für Neubestellungen im Westen nicht in Frage kommen würden und in Ländern gebaut werden, deren Strommarkt sich noch in einem sehr frühen Reformstadium befindet.

In Europa und Nordamerika hat das Interesse an neuen Atomkraftwerken teilweise wieder zugenommen. In Großbritannien wird die nukleare Erzeugungskapazität im Laufe des nächsten Jahrzehnts aber stark zurückgehen und der Atomstromanteil an der nationalen Stromproduktion von über 25 Prozent auf unter zehn Prozent fallen. Wenn die Regierung nicht eingreift, dürften die wegfallenden Kapazitäten durch Gaskraftwerke ersetzt werden und, so die Befürchtung, der landesweite Ausstoß an Treibhausgasemissionen signifikant steigen. Außerdem haben mehrere wichtige Länder tatsächlich oder de facto den Atomausstieg beschlossen, darunter Schweden, Italien, Belgien, Deutschland, die Niederlande, Spanien und die Schweiz. Weil der Weg von einer Politik des Atomausstiegs zurück zu einer Politik der Atomneubauten weit ist, kann man wohl davon ausgehen, dass die Laufzeiten der bestehenden Reaktoren in den meisten der genannten Länder verlängert werden.

In den Vereinigten Staaten versucht die Bush-Regierung mit Hilfe von staatlichen Subventionen eines der zentralen ökonomischen Risiken – die Unsicherheit über die Zeitdauer und die Kosten der nuklearen Lizenzierung – zu entschärfen, wobei abzuwarten bleibt, ob diese Maßnahme ausreichen wird, die Skepsis der Finanz-

gemeinde in Sachen Atomstrom zu überwinden. Ohne die implizite Unterstützung der Ratingagenturen und Investmentanalysen werden die amerikanischen Energieversorger keine neuen Atomkraftwerke bauen können.

Ungeachtet der schlechten ökonomischen Atomstrombilanz in vielen Ländern wird das neuerliche Interesse am Atomstrom durch eine Reihe jüngerer nationaler und internationaler Studien angeheizt, die für neue Atomkraftwerke im Vergleich zu den aktuellen Kosten deutlich geringere Erzeugungskosten prognostizieren. Allerdings sind diese Studien umstritten, und viele der ihnen zugrundeliegenden Annahmen erscheinen wenig plausibel.

Prognosen der Stromerzeugungskosten von Atomkraftwerken sind aus drei Gründen schwierig und heikel:

- Mehrere Variablen beziehen sich auf Prozesse, für die eine Bestätigung im kommerziellen Betrieb noch aussteht, beispielsweise die Stilllegung von Reaktoren und die Entsorgung vor allem langlebiger schwach-, mittel- und hochradioaktiver Abfälle. Sämtliche bisherigen Erfahrungen deuten darauf hin, dass die tatsächlichen Kosten in solchen Bereichen die Kostenprognosen oftmals signifikant übersteigen.
- Für einige der Variablen gibt es keine eindeutige „richtige“ Antwort. Ungeachtet der Tatsache beispielsweise, dass der Diskontsatz stark variieren könnte, besteht kein Konsens über die Berechnung und Finanzierung der Stilllegungskosten.
- Vielleicht am bedenklichsten ist der Mangel an zuverlässigen aktuellen Daten über die derzeit betriebenen Atomkraftwerke. Energieversorger sind berüchtigt dafür, keine Auskünfte über die ihnen anfallenden Kosten zu geben. Da in Westeuropa in den letzten zwei Jahrzehnten nur ein paar und in den Vereinigten Staaten seit 1980 überhaupt keine neuen Atomkraftwerke geordert wurden, sind alle modernen Reaktortypen mehr oder weniger unerprobt.

Über die vergangenen vier Jahrzehnte hinweg hat die für neue Atomkraftwerke prognostizierte Leistung durchgängig deutlich über der tatsächlichen Leistung bestehender Atomkraftwerke gelegen – und es haben sich diese Annahmen praktisch unweigerlich als viel zu optimistisch erwiesen. Die Lücke zwischen den ökonomischen Leistungsprognosen der nächsten AKW-Generation und der Leis-

tung bestehender Anlagen ist so groß wie eh und je. Aber auch wenn aus dem Umstand, dass sich die bisherigen Prognosen als falsch erwiesen haben, nicht zwangsläufig geschlossen werden kann, dass die aktuellen Prognosen ebenfalls zu optimistisch sind, deutet es doch darauf hin, dass zumindest Prognosen, die starke Leistungszuwächse vorhersagen, mit einem gerüttelt Maß an Skepsis betrachtet werden sollten.

Die wichtigsten Annahmen betreffen die Baukosten, die Betriebsleistung, die laufenden Kosten sowie die Kapitalkosten und den Diskontsatz.

Die konventionelle Weisheit in der Atomindustrie lautete in den letzten Jahren, dass die nuklearen Baukosten 1000 \$/kW nicht übersteigen dürfen, wollen Atomkraftwerke mit Kombikraftwerken (Baukosten von rund 500 \$/kW) konkurrieren. Allerdings gehen selbst die optimistischsten Studien nicht von Baukosten unter 1000 \$/kW aus. Dessen ungeachtet deutet die Häufung von Kostenprognosen im Bereich um die 2000 \$/kW an, dass die neuen Reaktortypen auf ein konkretes Kostenziel hin entwickelt werden. Sollte sich der Anstieg der Gaspreise in den letzten beiden Jahren fortsetzen, könnten Atomkraftwerke auch bei höheren Baukosten konkurrenzfähig sein, allerdings wohl kaum bei den erwarteten doppelt so hohen Baukosten.

Das alles zeigt, dass neue Reaktortypen nur unter Bezug auf konkrete ökonomische Rahmenbedingungen entwickelt werden sollten. Andererseits kommt es bei der Bewertung dieser Projektionen vor allem darauf an, wie realistisch die ihnen zugrundeliegenden Prognosen sind. Skepsis ist insbesondere bei der Frage angebracht, in welchem Maß die vorhergesagten massiven Kostenreduzierungen bei neuen Anlagen im Vergleich zu den gegenwärtigen Reaktorgenerationen auf eine höhere Wirtschaftlichkeit der neuen Bautypen zurückgeht und in welchem Maß dafür Kosten senkende Maßnahmen verantwortlich sind, die sich auf lange Sicht als kontraproduktiv erweisen könnten. Als sich in den sechziger Jahren zeigte, dass Atomstrom weit weniger wirtschaftlich als erwartet war, reagierte man darauf mit Kostensenkungen, unter anderem durch Einsparungen an den Materialien und die schnelle Entwicklung größerer Einheiten, Maßnahmen, die im Rückblick wegen ihrer negativen Auswirkungen auf die Reaktorperformance mehr Schaden als Nutzen brachten. So mussten zum Beispiel die Dampferzeuger in den damals gebauten Druckwasserreaktoren wegen der verwendeten

minderwertigen Materialien manchmal bereits nach 15 Jahren ausgetauscht werden, was nicht nur mit hohen Kosten verbunden war, sondern auch eine Abschaltung der Reaktoren für rund ein Jahr erforderlich machte.

Im Durchschnitt der hier untersuchten Studien belaufen sich die Baukostenprognosen auf rund 2000 \$/kW. Die Lappeenranta-Studie, der als einzige Studie reale Vertragskosten zugrunde liegen, geht von deutlich höheren Baukosten aus – und selbst in diesem Fall sagen viele Experten, dass das Gebot für den Olkiluoto-Reaktor, auf dem die Lappeenranta-Studie basiert, unter dem wirtschaftlichen Preis liegt.

Ein weiterer Bereich, für den massive Verbesserungen prognostiziert werden, sind die Betriebs- und Wartungskosten (ohne Brennstoffkosten), die in vielen Fällen mit nur rund 40 beziehungsweise 70 Prozent der aktuellen Kosten in Großbritannien beziehungsweise den Vereinigten Staaten veranschlagt werden. Die Prognosen zur Betriebsleistung gehen üblicherweise von einem Kapazitätsfaktor aus, der mit 90 Prozent weit über den Erfahrungswerten liegt und nur von den zuverlässigsten Reaktoren auf der Welt erreicht wird.

Die schwierigste und zugleich wichtigste Annahme jedoch betrifft die Kapitalkosten. In einigen Fällen, beispielsweise der RAE- und der IEA/NEA-Studie, wären die zugrunde liegenden Annahmen nur dann realistisch, wenn die Reaktorbetreiber sämtliche Kosten voll umlegen könnten. Die amerikanischen Studien nutzen zwar fortschrittliche Verfahren zur Ermittlung der Kapitalkosten, doch angesichts der zögerlichen Liberalisierung der Strommärkte in weiten Teilen der Vereinigten Staaten bleibt unklar, inwieweit diese Studien die Folgen der Liberalisierung der Stromerzeugung voll wiedergeben. Einmal abgesehen von einer Rückkehr zu einem monopolisierten Strommarkt – ein Schritt, der unter den gegenwärtigen Umständen praktisch undenkbar erscheint –, würde das bedeuten, dass die Reaktorbetreiber im Prinzip durch die Steuerzahler (für den Fall, dass die Regierung einspringt) oder aber die Stromverbraucher (für den Fall der Wiedereinführung einer verbrauchsabhängigen Subvention) subventioniert würden. Abgesehen davon, dass es höchst fragwürdig ist, ob solche Arrangements politisch durchsetzbar wären, wären sie auch nach EU-Recht kaum zulässig, das mit Ausnahme von bestimmten Fällen staatliche Beihilfen generell verbietet.

Falls die Reaktorbetreiber einen signifikanten Teil des ökonomischen Risikos übernehmen müssen, muss mit – wie die britische

PIU das getan hat – einem Diskontsatz von mindestens 15 Prozent gerechnet werden, und in diesem Falle würden die durchschnittlichen Erzeugungskosten selbst bei überaus optimistischen Prognosen zu den Bau- und den Betriebs- und Wartungskosten (wie beispielsweise bei der PIU-Studie und dem Bericht der University of Chicago) immer noch über 4 p/kWh betragen.

Wenn Atomkraftwerke gebaut werden sollen, dann setzt das allem Anschein nach umfangreiche staatliche Garantien und Subventionen voraus, und zwar insbesondere in den folgenden Bereichen: Baukosten, Betriebsleistung, Betriebs- und Wartungskosten (ohne Brennstoffkosten), Kernbrennstoffkosten, Stilllegungskosten.

Darüber hinaus könnten kommerzielle Garantien erforderlich sein, die Produktion der Anlagen zu einem Garantiepreise abzunehmen. Ob ein solch umfangreiches Paket an „staatlichen Beihilfen“ unter dem EU-Wettbewerbsrecht anerkannt werden würde, erscheint allerdings eher zweifelhaft.

Anmerkungen Tabelle 6:

1 Die Sizewell-B-Betriebskosten entsprechen dem Durchschnitt aller acht von British Energy betriebenen Anlagen (sieben AGR-Reaktoren sowie der Sizewell-B-Druckwasserreaktor).

2 Betriebs- und Wartungskosten bei MIT einschließlich Brennstoffkosten.

Tabelle 6

Vergleich der Annahmen neuerer Prognosen zu den Erzeugungskosten von Atomstrom

Studie	Baukosten (\$/kW)	Bauzeit (Monate)	Kapitalkosten (% real)	Leistungsausnutzung (%)	Betriebs-/Wartungskosten (p/kWh)	Brennstoffkosten (p/kWh)	Laufzeit (Jahre)	Stilllegungsplan	Erzeugungskosten (p/kWh)
Sizewell B ¹	4050	86	-	84	2,07	1,26	40	Zum Teil Sonderfonds, zum Teil Cashflow	6
	5400								?
Rice University									5,0
Lappeenranta University	~2340	-	5	91	0,9	0,36	60		1,6
Performance & Innovation Unit	<1500	-	8	>80	-	-	30		2,31
			8				15		2,83
			15				15		3,79
Scully Capital	900	60		90	1,0	0,5	40	260 Mio. £ Rückstellungen über 40 Jahre Laufzeit	
	1080								
	1260								
	1440								
Massachusetts Institute of Technology	2000	60	11,5	85	1,5 ²	-	40		3,7
				75			25		4,4
Royal Academy of Engineers	2070	60	7,5	90	0,80	0,72	40	In den Baukosten enthalten	2,3
Chicago University	1000	84	12,5	85	1,0	0,54	40	195 Mio. £	2,9
	1500								3,4
	1800								3,9
Canadian Nuclear Association	1920	72	10	90	0,88	0,45	30	Fonds/0,03 p/kWh	3,3
IEA/NEA	2000 -4500	60- 120	5 10	85	0,68 -1,6	0,27 -1,17	40	In den Baukosten enthalten	1,2-2,7 1,8-3,8
OXERA	2925 (erste Einheit) 2070 (spätere Einheiten)			95	0,63	0,54	40	500 Mio. £ in Fonds nach 40 Jahren Laufzeit	

ANHANG 1

Diskontierung, Kapitalkosten und erforderliche Rendite

Ein besonders schwieriges Thema im Bereich der Nuklearökonomie sind die Einnahmen- und Ausgabenflüsse zu unterschiedlichen Zeitpunkten im Lebenszyklus von Atomkraftwerken sowie ihre Harmonisierung zum Zwecke des Vergleichs. Laut britischen Plänen können vom Zeitpunkt der Bestellung eines Reaktors bis zum endgültigen Abschluss der Stilllegungsarbeiten über 200 Jahre vergehen.

Gemeinhin werden Einnahmen- und Ausgabenflüsse, die zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen, unter Verwendung der diskontierten Einnahmeüberschussmethode (Discounted Cashflow – DCF) miteinander verglichen. Die DCF-Analyse basiert auf der intuitiv vernünftigen Annahme, dass Einnahmen oder Ausgaben, die in der Gegenwart anfallen, stärker gewichtet werden sollen als solche, die erst in der Zukunft anfallen. Eine Entschädigung beispielsweise, die heute ausbezahlt werden muss, kostet die volle Summe, für eine Entschädigung aber, die z.B. erst in zehn Jahren entrichtet werden muss, reicht es aus, heute einen kleineren Betrag anzulegen und die Differenz durch die erwirtschafteten Zinsen wettzumachen. Bei der DCF-Analyse werden sämtliche Einnahmen und Ausgaben im Laufe der Zeit durch die „Diskontierung“ auf eine gemeinsame Basis gebracht. Angenommen, Sie erhalten in einem Jahr 100 US-Dollar, dann beträgt der aktuelle „Kapitalwert“ dieser Einnahme bei einem „Diskontsatz“ von fünf Prozent 95,23 Dollar – anders ausgedrückt: Bei diesem Diskontsatz würde ein Betrag von 95,23 US-Dollar zusammen mit den Zinsen in Höhe von 4,77 US-Dollar binnen eines Jahres auf 100 US-Dollar anwachsen. Der Diskontsatz, wird häufig auch als die „Opportunitätskosten“ des Geldes bezeichnet, also als die (inflationsbereinigte) Rendite, die das Geld erwirtschaften würde, wenn man es am Kapitalmarkt investieren würde.

Während diese Methode bei kurzen Zeiträumen von rund einem Jahrzehnt und bei vergleichsweise niedrigen Diskontsätzen gut funktioniert, wirkt sie sich bei langen Zeiträumen und hohen Diskontsätzen massiv aus; in dem Fall müssen die der Kalkulation zugrundeliegenden Annahmen sehr sorgfältig bedacht werden. Wird zum Beispiel ein Diskontsatz von 15 Prozent angesetzt, reduziert sich eine Ausgabe von 100 US-Dollar in zehn Jahren auf einen Gegenwartswert von gerade einmal 12,28 US-Dollar. 100 US-Dollar,

die in 100 Jahren von heute fällig werden, haben selbst bei einem Diskontsatz von 3 Prozent einen Gegenwartswert von lediglich 5,20 US-Dollar, während bei einem Diskontsatz von 15 Prozent Ausgaben oder Einnahmen, die in mehr als 15 Jahren anfallen, für die Wirtschaftlichkeitsanalyse sogar vernachlässigungswert sind (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7

Die Folgen der Diskontierung: Gegenwartswerte

Diskontierungszeitraum (in Jahren)	Diskontsatz	
	3%	15%
5	0,86	0,50
10	0,74	0,25
15	0,64	0,12
20	0,55	0,061
30	0,41	0,015
50	0,23	0,00092
100	0,052	-
150	0,012	-

Quelle: Berechnungen des Autors

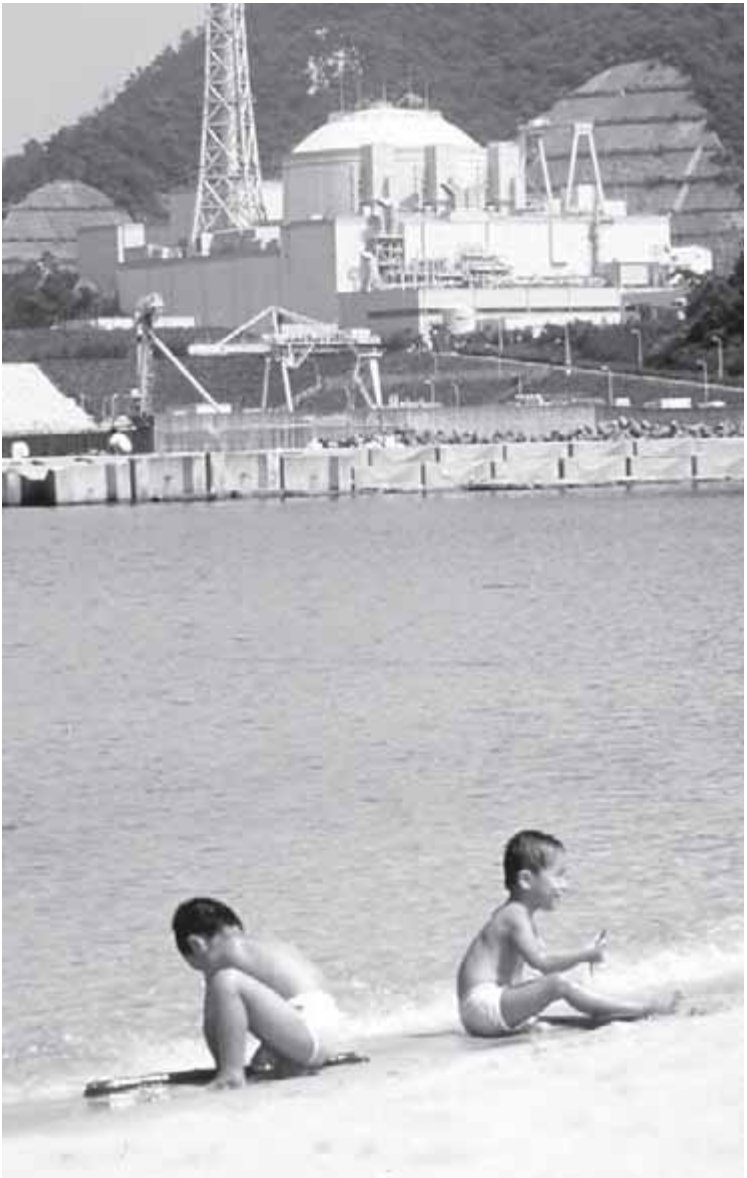
Angewendet auf Atomkraftwerke, die in einem Wettbewerbsmarkt mit hohen Kapitalkosten operieren, bedeutet das, dass sich Kosten und Nutzen, die in beispielsweise mehr als zehn Jahren anfallen, tatsächlich kaum auf die Wirtschaftlichkeitsberechnung der Anlage auswirken. Demnach ergibt auch eine Verdoppelung der Laufzeit von 30 auf 60 Jahre kaum Wirtschaftlichkeitsvorteile, wie auch Modernisierungskosten, die beispielsweise in 15 Jahren anfallen, kaum ins Gewicht fallen.

Auf die Stilllegung übertragen – deren teuerste Phase den aktuellen britischen Plänen nach aller Voraussicht erst 135 Jahre nach der Reaktorstilllegung beginnt –, werden sich auch sehr hohe Kosten diesbezüglich kaum auf die Wirtschaftlichkeit auswirken, selbst wenn man einen sehr niedrigen Diskontsatz veranschlagt und für Rückstellungen in sehr sicheren Anlageformen mit einer entsprechend geringen Rendite von um die drei Prozent kalkuliert. Im Falle eines Magnox-Reaktors mit Stilllegungskosten in Höhe von insgesamt rund 1,8 Milliarden US-Dollar, von denen 65 Prozent (etwa 1,17 Milliarden US-Dollar) auf die Schlussphase entfallen, muss zur Finanzierung dieser Schlussphase zum Zeitpunkt der Stilllegung eine Kapitalrückstellung von lediglich 28 Millionen US-Dollar vorgenommen werden.

Die DCF-Methoden basieren implizit auf der günstigen Annahme einer über den gesamten Rechnungszeitraum hindurch gleichbleibenden Rendite – eine Annahme, die sich, da selbst Regierungsanleihen, die gemeinhin als die sicherste Anlageform gelten, nur maximal 30 Jahre laufen und es in der Geschichte der Menschheit bislang noch keine Periode von 100 Jahren ununterbrochenem Wirtschaftswachstum gegeben hat, nur schwerlich rechtfertigen lässt.

Bei der Atomenergie haben wir es mit dem offenkundigen Paradox zu tun, dass bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung in der Investitionsphase ein sehr hoher Diskontsatz (sprich eine hohe Verzinsung) von 15 Prozent oder mehr angenommen wird, während beim erwarteten Wertzuwachs von Stilllegungsfonds mit einem sehr geringen Diskontsatz operiert wird.

Hauptgrund für diesen Widerspruch ist das Risiko. Investitionen in die Atomenergie sind aufgrund der notorisch schwer beherrschbaren Baukosten, den Leistungsschwankungen, der Vielzahl externer Ereignisse, die sich auf den Betrieb auswirken können, und der Tatsache, dass über viele Abläufe (beispielsweise die Entsorgung hochradioaktiver Abfälle und die Stilllegung kommerzieller Reaktoren) praktisch keine Erfahrungswerte vorliegen, stark risikobehaftet. Darüber hinaus kommen wegen der Kostenstrukturen – die meisten Kosten fallen an, egal ob die Anlage läuft oder nicht – in einem Wettbewerbsumfeld noch weitere Risiken hinzu. Bei vergleichsweise hohen Großhandelspreisen für Strom erzielen Atomkraftwerke gute Renditen (wie British Energy von 1996 bis 1999), bei niedrigen Großhandelspreisen dagegen (wie in den Jahren 2000 bis 2002) tun sie sich sehr schwer. Selbst wenn ein Reaktorbetreiber über ein Jahrzehnt hinweg gute Profite erwirtschaftet, schützt ihn das in schlechten Jahren nicht vor dem Bankrott. Deshalb bewerten Geldgeber Investitionen in Atomkraftwerke als extrem riskant und verlangen aufgrund der großen Gefahr, ihr Geld zu verlieren, einen sehr hohen Zinssatz auf ihr investiertes Kapital.



Schneller Brüter Monju an der Westküste Japans. Im Dezember 1995 ereignete sich ein schwerer Unfall, Natrium-Kühlmittel trat aus dem System aus. Der Reaktor arbeitet seitdem nicht mehr. © Nick Cobbing/Greenpeace

ANHANG 2

Die Technologien von Atomreaktoren

Atomreaktoren lassen sich grob nach dem in ihnen verwendeten Kühlmittel und dem Moderator unterscheiden. Das Kühlmittel ist ein (gasförmiges oder flüssiges) Fluid, über das die im Reaktorkern erzeugte Wärme an die Turbinengeneratoren transportiert wird. Beim Moderator handelt es sich um ein Material, das die Neutronen abbremst und sie lange genug im Kern hält, um eine nukleare Kettenreaktion aufrecht zu erhalten. Obwohl zahlreiche Kombinationen von Kühlmitteln und Moderatoren möglich sind, beschränkt sich die Bandbreite in den derzeit betriebenen oder angebotenen Reaktoren auf vier Kühlmittel und drei Moderatoren.

Die am weitesten verbreiteten Reaktortypen sind der Druckwasserreaktor (DWR) und der Siedewasserreaktor (SWR), beides Reaktortypen, die ursprünglich für den Antrieb von Unterseebooten entwickelt wurden und normales Wasser („leichtes Wasser“) als Kühlmittel und Moderator verwenden. Wasser hat den Vorteil, sehr billig zu sein, ist allerdings nicht gerade der effizienteste Moderator (ein Teil der Neutronen wird von den Wassermolekülen absorbiert, statt „abzuprallen“). Deshalb muss der Anteil der aktiven Uranisotopen von 0,7 Prozent, wie er in natürlichem Uran vorkommt, in einem sehr kostspieligen Verfahren auf mehr als drei Prozent erhöht werden.

Als Kühlmittel hat Wasser den Nachteil, dass es diesen Zweck nur in flüssiger Form erfüllt. Bei einem Bruch im Kühlmittelkreislauf beginnt das Kühlwasser zu kochen und fällt die Kühlleistung aufgrund der Dampfblasenbildung stark ab. Deswegen kommt dem Ausschluss so genannter „Kühlmittelverlustunfälle“ im Reaktordesign auch höchste Priorität zu. Der Hauptunterschied zwischen Druck- und Siedewasserreaktoren besteht darin, dass in Siedewasserreaktoren das Kühlmittel Wasser sieden darf und der im Reaktorkern erzeugte Dampf direkt die Turbine antreibt. In Druckwasserreaktoren dagegen steht das Kühlmittel Wasser unter hohem Druck und bleibt deshalb flüssig. Die Wärmeenergie wird über einen Wärmeaustauscher (Dampferzeuger) auf einen sekundären Kreislauf übertragen, in dem Wasser verdampft und die Turbine antreibt. Siedewasserreaktoren sind deshalb zwar weniger komplex als Druckwasserreaktoren, weil aber das Kühlwasser direkt zur Turbine geht,

kommt es zu einer stärkeren radioaktiven Kontamination der Anlage. Bei den russischen Reaktoren handelt es sich in den meisten Fällen um Druckwasserreaktoren (WWERs). In Großbritannien gibt es einen Druckwasserreaktor (Sizewell B), aber keine Siedewasserreaktoren.

Von den Reaktortypen, die „schweres Wasser“ als Kühlmittel und Moderator verwenden, sind die in Kanada entwickelten CANDU-Reaktoren am weitesten verbreitet. In schwerem Wasserstoff ersetzt das Isotop Deuterium das normale Isotop Protium. Schweres Wasser ist ein besserer Moderator, und CANDU-Reaktoren können mit (nicht angereichertem) Natururan betrieben werden. Allerdings stehen dieser besseren Effizienz die Kosten zur Erzeugung von schwerem Wasser entgegen.

Mit Ausnahme von Sizewell B sind sämtliche britische Reaktoren gasgekühlt (Kohlendioxid) und graphitmoderiert. Die Anlagen der ersten Generation – die Magnox-Reaktoren – werden mit Natururan betrieben, doch konnten die wenigsten auf Dauer auf Vollast gefahren werden, da Kohlendioxid als Kühlmittel im Kontakt mit Wasser leicht sauer wird und zur Korrosion der Leitungen führt. Bei den mit angereichertem Uran betriebenen Reaktoren der zweiten Generation wurden korrosionsbeständigere Werkstoffe verwendet. Graphit ist zwar ein effizienter Moderator, aber im Vergleich zu Wasser relativ teuer. Darüber hinaus ist Graphit brennbar und neigt unter radioaktiver Bestrahlung zur Rissbildung und Verformung.

Auch der Tschernobyl-Bautyp, der RBMK-Reaktor, nutzt Graphit als Moderator und leichtes Wasser als Kühlmittel.

Viel Interesse haben auch die so genannten gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren (HTGRs) auf sich gezogen, die Helium als Kühlmittel und Graphit als Moderator verwenden: Das Edelgas Helium ist ein vollkommen inertes und sehr effizientes, aber auch sehr teures Kühlmittel. Heliumgekühlte und graphitmoderierte Reaktoren können mit einer viel höheren Temperatur als leichtwasser- oder kohlendioxidgekühlte Reaktoren betrieben werden. Dadurch kann nicht nur ein höherer Teil der Wärmeenergie in Strom umgewandelt werden, sondern auch parallel zur Stromerzeugung ein Teil der erzeugten Wärme für industrielle Prozesse genutzt werden. Allerdings weisen die Demonstrationsreaktoren, die im Laufe der nun schon über 50jährigen Forschungs- und Entwicklungsgeschichte dieses Reaktortyps errichtet wurden, sehr schlechte Bilanzen auf.

In jüngster Zeit hat die Idee, HTGRs zur Erzeugung von Wasserstoff zu verwenden, der in Brennstoffzellen eine Alternative zum Erdöl darstellen könnte, das Interesse an diesem Reaktortyp wieder beflügelt. Eines der am weitesten fortgeschrittenen Programme ist das der Südafrikaner, das auf dem Kugelhaufenreaktor (PMBR, Pebble Bed Modular Reactor) basiert, einem frühen deutschen Design, dessen Name auf die tennisballgroßen Brennstoffkugeln (pebbles) zurückgeht. Allerdings liegt das südafrikanische Programm weit hinter dem ursprünglichen Zeitplan zurück und dürfte der Bautyp kaum vor 2015 für kommerzielle Bestellungen verfügbar sein.

ANHANG 3

Die Hersteller von Atomreaktoren

Druckwasserreaktoren

Die vier großen unabhängigen Hersteller von Druckwasserreaktoren waren: Westinghouse, Combustion Engineering (CE), Babcock & Wilcox (B&W) und der russische Hersteller der WWERs.

Die Westinghouse-Technologie wurde am häufigsten für Lizenzentwicklungen genutzt. Die Hauptlizenznehmer waren Framatome (Frankreich), Siemens (Deutschland) und Mitsubishi (Japan). Westinghouse-Reaktoren wurden zwar in die ganze Welt verkauft, doch in den letzten 25 Jahren wurde weltweit nur ein neuer Westinghouse-Reaktor (Sizewell B) bestellt, und die letzte (später nicht stornierte) Bestellung in den Vereinigten Staaten liegt sogar über 30 Jahre zurück. BNFL, das 1998 die Nuklearsparte von Westinghouse übernahm, bestätigte im Juli 2005, dass man die Bank N M Rothschild mit dem Verkauf der Sparte beauftragt habe. Obwohl für den wichtigsten aktuellen Westinghouse-Bautyp, den AP-1000, noch keine Bestellungen vorliegen, wird eine ganze Reihe von Unternehmen als potenzielle Übernahmekandidaten gehandelt.

Die von Westinghouse unabhängigen Reaktorsparten von Framatome und Siemens wurden 2000 fusioniert, wobei 66 Prozent der Anteile an Framatome und der Rest an Siemens ging. Framatome wird inzwischen von der Areva-Gruppe kontrolliert, die sich im Besitz des französischen Staates befindet. Der wichtigste moderne Bautyp ist der EPR (der Europäische Druckwasserreaktor), von dem

bislang ein Block verkauft wurde (an Finnland) und für den eine weitere Bestellung von der französischen EdF erwartet wird. Framatome hat alle (rund 60) französischen Druckwasserreaktoren hergestellt und darüber hinaus Anlagen an Südafrika, Südkorea, China und Belgien geliefert. Siemens hat zehn der elf in Deutschland errichteten Druckwasserreaktoren gebaut und Anlagen in die Niederlande, die Schweiz und nach Brasilien verkauft.

Der japanische Hersteller Mitsubishi beschränkte sich auf den heimatischen Markt, wo er 22 Blöcke errichtete, wagte aber nie den Schritt auf den internationalen Markt. Das modernste Mitsubishi-Design ist der APWR, doch wurden die Bestellungen dafür immer wieder verschoben, und die ersten Einheiten werden wahrscheinlich erst in den kommenden ein bis zwei Jahren bestellt.

Combustion Engineering entwickelte einen eigenen Druckwasserreaktor, der nur in den Vereinigten Staaten errichtet wurde. Im Ausland wurde die CE-Technologie nur von Südkorea lizenziert. Die Nuklearabteilung von Combustion Engineering wurde 1996 von ABB und drei Jahre später von BNFL übernommen. Heute gehört die Sparte zu Westinghouse. Der modernste CE-Bautyp, das System 80+, wurde von Westinghouse bislang noch nicht aktiv auf dem Markt angeboten. Der koreanische Lizenznehmer Doosan, der den Reaktortyp im APR-1400 weiterentwickelt hat, hat den Reaktor zwar auch in China angeboten, dennoch dürften die meisten Bestellungen aus dem südkoreanischen Markt kommen.

Der britische Hersteller Babcock & Wilcox (B&W) verkaufte seine selbst entwickelten Druckwasserreaktoren praktisch ausschließlich auf dem US-Markt, doch nach dem Reaktorunfall des B&W-Reaktors Three Mile Island stellte das Unternehmen den Verkauf von Atomkraftwerken ein. Der einzige B&W-Reaktor außerhalb der Vereinigten Staaten wurde in Lizenz in Deutschland gebaut, aber 1988 nur zwei Jahre nach seiner Fertigstellung aufgrund von Lizenzstreitigkeiten stillgelegt, und er wird auch nicht wieder in Betrieb genommen werden.

Siedewasserreaktoren

Der wichtigste Hersteller von Siedewasserreaktoren ist der amerikanische Konzern General Electric (GE). GE hat eine Vielzahl von Anlagen in den Vereinigten Staaten und anderen Ländern wie Deutschland, Japan, Schweiz, Spanien und Mexiko verkauft. Zu den GE-Lizenznehmern gehören Siemens, Hitachi und Toshiba. Abge-

sehen davon, dass die (inzwischen zu Areva gehörende) Atomsparte von Siemens einen SWR-Bautyp für die Olkiluoto-Ausschreibung angeboten hat, scheint der Hersteller den Verkauf von Siedewasserreaktoren nicht aktiv zu verfolgen.

In Japan, wo sich derzeit 32 Siedewasserreaktoren im Betrieb oder im Bau befinden, bieten die dortigen Lizenznehmer weiterhin Siedewasserreaktoren an. Ein paar neu entwickelte Reaktoren wurden von GE gebaut, der Rest jedoch von Hitachi oder Toshiba, deren aktueller Bautyp der ABWR ist – der weltweit erste Reaktor der Generation III, der ans Netz ging. Auf die 1996 fertiggestellte erste Einheit folgten zwei weitere Blöcke, die im Betrieb sind, ein weiterer Block befindet sich im Bau. In Taiwan befinden sich zwei weitere ABWRs von GE im Bau. Allerdings haben Toshiba und Hitachi wie Mitsubishi die Reaktoren bislang noch nicht auf dem internationalen Markt angeboten. GE hat neben dem ABWR auch den SBWR entwickelt, obwohl für die nächsten paar Jahre nicht mit Bestellungen gerechnet wird.

Der schwedische Hersteller Asea Atom hat einen eigenen SWR-Bautyp entwickelt, von dem neun in Schweden und zwei in Finnland gebaut wurden. Asea Atom hat sich mit Brown Boveri zu ABB zusammengeschlossen, deren Nuklearsparte 1999 dann wiederum von BNFL übernommen wurde. BNFL bietet den Bautyp nicht mehr an.

CANDU

Der wichtigste Anbieter von Schwerwasserreaktoren ist das kanadische Unternehmen Atomic Energy of Canada Limited (AECL), das in Kanada über 20 Blöcke errichtet und weitere Anlagen nach Argentinien, Rumänien, Südkorea und China geliefert hat. Obwohl der Hersteller 1975 nach Anlaufen des indischen Atomwaffenprogramms den Kontakt zu Indien, an das ebenfalls Reaktoren verkauft wurden, abgebrochen hat, hat Indien auf Grundlage der inzwischen 40 Jahre alten Pläne weitere Reaktoren gebaut. Bei den drei in Argentinien gebauten Schwerwasserreaktoren handelt es sich um einen CANDU-Reaktor und zwei deutsche Anlagen (von denen eine allerdings nicht fertiggestellt wurde und an der derzeit auch nicht weitergearbeitet wird). Der wichtigste neue AECL-Bautyp ist der Advanced CANDU Reactor (ACR), der in zwei Größen auf den Markt kommen soll: der ACR-700 mit einer Leistung von 750 MW und der ACR-1000 mit einer Leistung von 1100 bis 1200 MW.

British Energy hat sich finanziell zwar an der Entwicklung des ACR-700 beteiligt, nach dem Zusammenbruch im Jahr 2002 jedoch seine Beteiligung am Betrieb von acht kanadischen Atomkraftwerken wieder verkauft.

ANHANG 4

Die Stilllegung von Atomreaktoren

Die Stilllegung von Atomkraftwerken hat in den letzten Jahren beträchtliches öffentliches Interesse erregt, da sich immer mehr Reaktoren dem Ende ihrer Laufzeit nähern und zugleich die prognostizierten Stilllegungskosten explodieren und die Schwächen der Finanzierungspläne für die Stilllegungsphase offenkundig werden.

Üblicherweise wird die Stilllegung in drei separate Phasen unterteilt. In der ersten Phase wird der Kernbrennstoff entfernt und der Reaktor gesichert. Die zur Entfernung des Kernbrennstoffs erforderliche Zeit variiert je nach Reaktortyp. Bei Reaktoren, die zum Brennelementwechsel abgeschaltet werden (zum Beispiel Druck- und Siedewasserreaktoren) und bei denen rund ein Drittel der Brennelemente im Rahmen jährlicher Abschaltungen von ein paar Wochen ausgetauscht werden, ist dafür weit weniger Zeit erforderlich als bei Reaktoren (zum Beispiel AGRs und CANDUs), deren Brennelemente im laufenden Betrieb ausgetauscht werden und die darauf ausgelegt sind, während des Leistungsbetriebs kontinuierlich kleine Brennstoffmengen zu ersetzen. Dieser Vorgang erfordert eine hoch präzise Maschinenanlage, die sehr langsam arbeitet und zur vollständigen Entfernung des Kerns unter Umständen mehrere Jahre benötigt. Sobald der Kernbrennstoff entfernt ist, kann der Reaktor nicht mehr kritisch werden, und der Großteil der Radioaktivität und der gesamte hochradioaktive Abfall sind dann entfernt. Da bis zum Abschluss dieser Phase der Personalbedarf der Anlage praktisch ebenso hoch ist wie im Normalbetrieb, besteht ein starker ökonomischer Anreiz, die erste Phase der Stilllegung so rasch wie möglich abzuschließen. Technologisch gesehen birgt Phase I, bei der es sich im Prinzip um die Fortsetzung der Operationen während des Reaktorbetriebs handelt, keine größeren Probleme. (Die Entsorgung des abgebrannten Kernbrennstoffs fließt nicht in die Kostenberechnung der ersten Phase ein.)

In der zweiten Phase werden die nicht oder schwach kontaminierten Strukturen abgebaut und entfernt (mehr oder weniger die komplette Anlage bis auf den Reaktor selbst). Auch dabei handelt es sich eher um Routinearbeit, die keine besonderen Fähigkeiten verlangt. Wirtschaftlich gesehen besteht der Anreiz, diese Phase so lange wie möglich hinauszuzögern, um den von den Verbrauchern zu entrichtenden Betrag zu minimieren – je später mit diesen Arbeiten begonnen wird, um so höher die Zinserträge, die im Stilllegungsfonds angespart werden. Begrenzt wird der Beginn dieser Phase durch den Zeitpunkt, ab dem die Stabilität des Bauwerks nicht länger garantiert werden kann und ein Kollaps droht, der zur Freisetzung von radioaktivem Material führen würde. In Großbritannien geht man davon aus, den Beginn von Phase II auf bis zu 40 Jahre nach Stilllegung der Anlage hinausschieben zu können.

Die dritte Phase, die Entfernung des Reaktorkerns, ist die bei weitem teuerste und technologisch problematischste Phase und erfordert den Einsatz von ferngesteuerten Robotern. Wie bei Phase II besteht auch hier ein starker ökonomischer Anreiz, den Beginn der Arbeiten so lange wie sicherheitstechnisch vertretbar hinauszuzögern, wodurch z.B. in Großbritannien mit einem Aufschub von ca. 135 Jahren gerechnet wird.

Nach Abschluss von Phase III sollte das Gelände im Idealfall ohne Beschränkungen für andere Nutzungen geeignet, mit anderen Worten die Radioaktivität nicht höher als auf nicht kontaminierten Flächen sein. In der Praxis wird das allerdings nicht immer möglich sein, und an einigen „schmutzigen“ Standorten wie dem schottischen Demonstrationsbrutreaktor Dounreay wird aufgrund der hohen Strahlenbelastung auf unbegrenzte Zeit hinaus keine normale Flächennutzung möglich sein.

Da bislang nur sehr wenige über ihre Gesamtlaufzeit hinweg betriebene kommerzielle Reaktoren vollständig stillgelegt wurden, herrscht über die Stilllegungskosten ein hohes Maß an Unsicherheit. Obwohl die erforderlichen Schritte im kleinen Maßstab bereits erfolgreich demonstriert worden sein sollen, kann die Tauglichkeit dieser Verfahren erst nach der Anwendung auf einen großen Reaktor zuverlässig bewertet werden – viele Verfahren, die bei kleinen Anlagen funktionieren, sind bei der Übertragung auf kommerzielle Reaktoren auf Probleme gestoßen.

Ein erheblicher Anteil der Stilllegungskosten entfällt auf die Entsorgung der radioaktiven Abfälle. Aufgrund der fehlenden Erfahrung

gen beim Bau von Entsorgungseinrichtungen herrscht insbesondere bei mittelaktiven und schwachaktiven Abfällen mit langen Halbwertszeiten Unsicherheit über die tatsächlichen Entsorgungskosten in modernen Anlagen.

Diese Unsicherheit spiegelt sich in der Art und Weise wider, wie Schätzungen für nukleare Stilllegungskosten angegeben werden. Normalerweise werden sie als Prozentsatz der Baukosten (beispielsweise 25 Prozent) ausgedrückt. Angesichts der Tatsache, dass die Stilllegungskosten nur sehr begrenzt in Beziehung zu den Baukosten stehen, wird klar, wie wenig über diese Kosten bekannt ist.

Eine typische Aufschlüsselung der erwarteten undiskontierten Stilllegungskosten wäre ein Sechstel für Phase I, ein Drittel für Phase II und eine Hälfte für Phase III. British Energy musste einen „Sonderfonds“ für die Stilllegung seiner Reaktoren einrichten, wobei die Kosten für Phase I aus dem Cashflow gedeckt werden sollten. BNFL, in deren Besitz sich die Magnox-Reaktoren bis zu ihrer Übernahme durch die Nuclear Decommissioning Authority im April 2005 befand, ist eine Aktiengesellschaft, und unter britischem Recht dürfen Aktiengesellschaften keine Sonderfonds einrichten. British Energy ging von einem Diskontsatz von drei Prozent für die ersten 80 Jahre und null Prozent danach aus, während BNFL mit einem Diskontsatz von 2,5 Prozent für unbegrenzte Zeit rechnete. 2003/04 erhöhte British Energy den Diskontsatz auf 3,5 Prozent.

Wenn wir von Stilllegungskosten in Höhe von 1,8 Milliarden US-Dollar ausgehen und diese nach dem obigen Schlüssel aufteilen und mit Phase I unmittelbar nach der Stilllegung, mit Phase II nach 40 Jahren und mit Phase III nach 135 Jahren begonnen wird, ergeben sich die in Tabelle 8 dargestellten undiskontierten und diskontierten Kosten.

Tabelle 8

Beispielhafte Stilllegungskosten (in Millionen Pfund)

	Undiskontiert	British Energy	British Energy	BNFL
Diskontsatz		3%	3,5%	2,5%
Phase I	300	300	300	300
Phase II	600	184	151	223
Phase III	1200	113	76	41
Gesamt	2100	597	527	564

Die Stilllegungskosten für die britischen gasgekühlten Reaktoren dürften aufgrund ihrer schieren Größe und entsprechend großen Abfallmenge sehr hoch ausfallen. Die Stilllegungskosten der weitaus kompakteren Druck- und Siedewasserreaktoren werden aller Wahrscheinlichkeit nach nur ein Drittel davon betragen (so werden zum Beispiel für Sizewell B Gesamtkosten von rund 540 Millionen US-Dollar erwartet).

Mehrere Methoden werden verwendet, um, wie nach dem Verursacherprinzip – „polluter pays principle“ – gefordert, die Stilllegungskosten auf die Stromverbraucher umzulegen. Für alle Methoden gilt, dass im Falle zu niedrig angesetzter Stilllegungskosten die künftigen Steuerzahler für die Differenz aufkommen müssen. In Großbritannien sind die prognostizierten Stilllegungskosten für die Magnox-Reaktoren in den letzten 20 Jahren um den Faktor vier in die Höhe geschwollen, und dabei sind die schwierigsten Stilllegungsarbeiten noch gar nicht in Angriff genommen worden.

Die am wenigsten zuverlässige Methode der Kapitalbildung ist das Umlageverfahren, bei dem ein Unternehmen bilanzielle Rücklagen zur Stilllegung bildet. Obwohl die Rücklagen durch die Beiträge der Verbraucher gebildet werden, kann das Unternehmen das Geld beliebig investieren, und es wird diese Rückstellung als Vermögen behandeln. Diese Methode ist nur dann zuverlässig, wenn man davon ausgehen kann, dass das Unternehmen bis zum Abschluss der Stilllegung existiert und die Rückstellungen mindestens die erwartete Rendite erwirtschaften. Die Schwäche dieser Methode wurde offenkundig, als das Central Electricity Generating Board, in dessen Besitz sich die Kraftwerke in England und Wales befanden, 1990 privatisiert wurde. Obwohl die Verbraucher durch ihre Beiträge über 1,7 Milliarden Pfund an bilanziellen Rückstellungen gebildet hatten, wurde das Unternehmen zu einem Drittel des Buchwerts der Rückstellungen verkauft, mit anderen Worten, zwei Drittel der gebildeten Rückstellungen gingen verloren. Da der Staat zudem keinen Penny der Verkaufserlöse an das Unternehmen weitergab, das die Atomkraftwerke übernahm, ging auch der Rest der Rückstellungen verloren.

Eine zuverlässigere Methode scheinen Sonderfonds zu sein. Bei dieser Methode entrichten Verbraucher über die Laufzeit des Reaktors hinweg Beiträge, die auf einen unabhängig verwalteten Sonderfonds eingezahlt werden, auf den der Reaktorbetreiber keinen Zugriff hat. Um das Risiko von Verlusten zu minimieren, werden

die Mittel ausschließlich in sehr risikoarme Anlagen investiert, die unter Umständen nicht mehr als drei Prozent Rendite erzielen. Zum Zeitpunkt der Stilllegung kann dann der Reaktorbetreiber die Mittel aus dem Sonderfonds abrufen. Die Gefahren dieses Modells illustriert einmal mehr die Erfahrung in Großbritannien. Der Sonderfonds von British Energy deckte nicht die Phase I ab; als das Unternehmen lange vor dem Ende der Reaktorlaufzeiten kollabierte, musste es durch den Staat gerettet werden. Das heißt, dass der Großteil der Stilllegungskosten von den künftigen Steuerzahlern getragen werden muss, die dann in der Stilllegungsphase zur Kasse gebeten werden.

Die vielleicht beste Versicherung gegen unzureichende Rückstellungen dürfte ein Sonderfonds sein, der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme einer Anlage mit ausreichend Kapital eingerichtet wird, um die Stilllegungskosten nach Ende der geplanten Reaktorlaufzeit abzudecken. Ausgehend von einer Laufzeit von 30 Jahren und einem Diskontsatz von drei Prozent, würde sich die erforderliche Summe auf 40 Prozent des nicht diskontierten Gesamtbetrags belaufen. Veranschlagt man die nicht diskontierten Stilllegungskosten auf rund 25 Prozent der Baukosten, müssten rund zehn Prozent der Baukosten in den Fonds eingezahlt werden. Allerdings würden selbst bei dieser Methode die Rückstellungen unzureichend sein, falls die Anlage vorzeitig stillgelegt wird, die Stilllegungskosten höher als erwartet ausfallen oder die Fondsrendite geringer als vorhergesagt ausfällt.

Insgesamt gesehen werden die Stilllegungskosten für Atomkraftwerke also sehr hoch ausfallen. Doch selbst bei den Szenarien mit dem geringsten Risiko für die Betreiber, dass die Rückstellungen für die Stilllegung niedrig sind, scheint es, dass sich – korrekte Kostenprognosen vorausgesetzt – die Stilllegungskosten aufgrund der Folgen der Diskontierung nur in geringem Maße auf die Gesamtkosten auswirken.





KAPITEL 6

ATOMENERGIE UND KLIMAWANDEL

Von Felix Chr. Matthes

Atomkraft und Windkraft in friedlicher Koexistenz vor dem Atomkraftwerk Brunsbüttel.
Die Windräder erzeugen je eine Leistung von 2 Megawatt umweltfreundlichem Strom, das
AKW der Kernkraft Brunsbüttel GmbH mit seinem Siedewasserreaktor mehr als 770 Megawatt.
© Paul Langrock/Zenit/Greenpeace

1 Einleitung

Die globale Erwärmung ist eine der größten Bedrohungen des 21. Jahrhunderts. Die umfangreichen Forschungen und Modellanalysen auf diesem Gebiet zeigen immer deutlicher, dass erhebliche Emissionsreduktionen notwendig sind, wenn die Auswirkungen dieser Klimaveränderung auf ein noch tolerierbares Maß begrenzt werden sollen.

Für eine ambitionierte Klimapolitik ist vor allem der Energiesektor von großer Bedeutung. Kohlendioxid (CO₂) aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe bilden den Großteil der weltweiten Treibhausgas-Emissionen. Falls in diesem Jahrhundert gravierende Einschnitte beim CO₂-Ausstoß notwendig werden, müssen sich der Energiesektor und insbesondere die Stromwirtschaft fundamentalen Veränderungen unterziehen.

Unter den Technologien, die möglicherweise einen Beitrag zur Emissionsreduktion leisten könnten, spielt die Atomenergie eine herausgehobene Rolle. Sie wird seit Beginn ihrer Nutzung für die Stromerzeugung allerdings sehr kontrovers diskutiert, denn die mit dieser Technologie verbundenen Risiken reichen von katastrophalen Unfällen bis hin zum militärischen oder terroristischen Missbrauch von radioaktiven Materialien. Nach der Katastrophe von Tschernobyl und anderen Unfällen stagnierte die Atomenergieproduktion. Infolge der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in den meisten OECD-Ländern sahen sich zahlreiche Atomkraftwerke mit gravierenden wirtschaftlichen Problemen konfrontiert, und neue Investitionen in die Atomenergie erwiesen sich für viele Investoren als unattraktiv.

Doch mit der zunehmenden Debatte zum Klimawandel ist die Diskussion über die Atomenergie wieder auf die Agenda gesetzt worden. Vor allem seit in der Europäischen Union ein Emissionshandelssystem für CO₂ eingeführt wurde und der Ausstoß von CO₂ nunmehr mit Kosten verbunden ist, wird die Atomenergie wieder vermehrt als eine Schlüsseltechnologie zur Emissionsminderung diskutiert.

Politische Maßnahmen gegen den Klimawandel, die Risiken der globalen Erwärmung und die spezifischen Risiken der Atomenergie bilden ein komplexes Konfliktfeld. Die Debatte umfasst das Problem unterschiedlicher Risikostrukturen und die Frage nach Alternativen: Risiken für die menschliche Gesundheit und die Ökosysteme sowie die gesellschaftlichen und ökonomischen Strukturen müssen gegen

die Verfügbarkeit und die Kosten potenzieller Alternativen abgewogen werden. Vor diesem Hintergrund muss der Umfang künftiger Emissionsreduktionen ebenso wie der potenzielle Beitrag der verschiedenen Optionen zur Emissionsreduktion eine wichtige Rolle einnehmen. Wären lediglich moderate Emissionsreduktionen erforderlich oder stünde ein sehr großes Potenzial an attraktiven Alternativen zur Verfügung, so wäre die Debatte um die Atomenergie von geringer Bedeutung.

Mit dem hier vorliegenden Beitrag wird versucht, die Debatte um Klimawandel und Atomenergie zu strukturieren und aus der einschlägigen Literatur und den Diskussionen Schlüsse zu ziehen. Der folgende Teil gibt einen Überblick über die notwendige Größenordnung der Emissionsreduktion und definiert die Basis für die Rolle der Atomenergie im Rahmen einer ambitionierten Klimapolitik. Teil 3 beschreibt eine „Business As Usual“-Projektion für die CO₂-Emissionen und die Entwicklung der Atomenergie in den nächsten Jahrzehnten. Diese Projektion dient als Grundlage für die Darstellung der Optionen zur Verringerung der Emissionen. Vor dem Hintergrund der sehr unterschiedlichen Risikostrukturen von globalem Klimawandel und Atomkraft wird im Teil 4 ein Modell für die systematische Analyse und die Beurteilung unterschiedlicher Risikotypen vorgestellt. Teil 5 beschreibt und erörtert die verschiedenen Optionen für eine langfristige Emissionsreduktion. Teil 6 zeigt, wie eine Emissionsreduktion von 80 Prozent in einem hoch industrialisierten Land wie Deutschland aussehen könnte. Danach wird im Einzelnen untersucht, welche Schlussfolgerung aus den Analysen in den vorausgegangenen Abschnitten gezogen werden können. Der letzte Teil dient der Zusammenfassung und den Schlussfolgerungen, die aus den vorgestellten Analysen gezogen werden können.

Da die globale Erwärmung ein langfristiges Problem darstellt, müssen die unterschiedlichen Lösungsoptionen über lange Zeiträume betrachtet werden. Dennoch wurden die Analysen auf den Horizont bis zum Jahr 2050 begrenzt, denn mit einer Ausweitung der zur Diskussion stehenden Periode wird die Einschätzung von Technologien und anderen Optionen zunehmend spekulativ. Eben aus diesem Grund wurde der Zeithorizont der Analyse und Diskussion auf etwa fünf Jahrzehnte begrenzt.

Zwar orientieren sich alle Analysen am globalen Maßstab, aber für viele in dieser Arbeit angeschnittene Probleme wäre ein spezifisch regionaler Bezug sicherlich sinnvoll, denn er würde in den für

die verschiedenen Länder und Regionen sehr unterschiedlich verlaufenden Entwicklungen und Debatten gewiss zu weiteren interessanten Erkenntnissen führen.

2 Die Herausforderung des Klimawandels

Der globale Klimawandel ist wahrscheinlich die größte Herausforderung für die Energie- und Umweltpolitik der nächsten Jahrzehnte. Die zunehmenden wissenschaftlichen Belege für die Tatsache und die Konsequenzen der globalen Erwärmung durch vom Menschen verursachte Emissionen zwingt zu neuen Wegen in der Energiepolitik. Falls die Treibhausgas-Emissionen weiter ansteigen und die Konzentrationen dieser Gase in der Atmosphäre sich verdoppeln oder noch mehr erhöhen, sind weitgehende Störungen des globalen Klimasystems zu erwarten.

Der Ausstoß von Kohlendioxid (CO₂) spielt beim Klimawandel eine herausragende Rolle. Die Entstehung von CO₂ bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe ist für etwa 80 Prozent der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich. Kohlendioxid ist damit eines der wichtigsten Treibhausgase, die zur globalen Erwärmung beitragen. Obwohl auch die Konzentration einiger anderer Treibhausgase während des letzten Jahrhunderts signifikant angestiegen ist und obwohl einige Treibhausgase eine außerordentlich lange Verweilzeit in der Atmosphäre haben sowie eine Reihe von Unsicherheiten verbleiben, tragen die vom Menschen erzeugten CO₂-Emissionen tatsächlich mit mehr als der Hälfte zum erhöhten Strahlungseffekt (Radiative Forcing*) bei, der die anthropogene globale Erwärmung verursacht (siehe Tabelle 1).

* Radiative Forcing (RF) bezeichnet die Änderung des globalen Mittels der Strahlungsbilanz an der Stratopause und ist somit ein Maß für die Störung des Gleichgewichts zwischen einstrahlender Solarenergie und an den Weltraum abgegebener langwelliger Strahlung. Ein positives Radiative Forcing führt zu einer Erwärmung, ein negatives zu einer Abkühlung. Als Maßeinheit werden W/m² verwendet. Die „Radiative Forcing“-Werte, die sich aufgrund des Anstiegs der Konzentrationen an gut-durchmischten Treibhausgasen im Zeitraum von 1750 bis 2000 ergeben, werden in Summe auf 2.43 W/m² geschätzt. (A.d.Ü. nach © ACCC, 2004-09-21)

Tabelle 1

Derzeitige Treibhausgas-Konzentrationen

	Konzentration vor 1750	Aktuelle troposphärische Konzentration	GWP (Horizont 100 Jahre)	Atmosphärische Verweilzeit Jahre	Erhöhter Strahlungseffekt W/m ²
Konzentration in parts per million (ppm)					
Kohlendioxid (CO ₂)	280	375	1	variabel	1,46
Konzentration in parts per billion (ppb)					
Methan (CH ₄)	730/ 688	1.852/ 1.730	23	124	0,48
Lachgas (N ₂ O)	270	319	296	1.144	0,15
Troposphärisches Ozon (O ₃)	25	344	n.v.	Stunden -Tage	0,35
Konzentration in parts per trillion (ppt)					
CFC-11 (Trichlorfluormethan) (CCl ₃ F)	Null	256/253	4.600	45	0,34
CFC-12 (Dichlordifluormethan) (CCl ₂ F ₂)	Null	546/542	10.600	100	für alle halogenierten Kohlenwasserstoffe zusammen, einschließlich der hier nicht aufgeführten
CFC-113 (Trichlortrifluoethan) (C ₂ Cl ₃ F ₃)	Null	80/80	6.000	85	
Kohlenstofftetrachlorid (CCl ₄)	Null	94/92	1.800	35	
Methylchloroform (CH ₃ CCl ₃)	Null	28/28	140	4,8	
HCFC-22 (Chlordifluormethan) (CHClF ₂)	Null	15.811	1.700	11,9	
HFC-23 (Fluoroform) (CHF ₃)	Null	1.412	12.000	260	
Perfluorethan (C ₂ F ₆)	Null	312	11.900	10.000	
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	Null	5.2111	22.200	3.200	0,0025
Trifluormethylschwefelpentafluorid (SF ₅ CF ₃)	Null	0,1213	~18.000	~3.200 (?)	<0,0001

Quelle: Blasing/Jon (2005)

Die Diskussion über das Niveau, auf dem Treibhausgas-Konzentrationen stabilisiert werden sollten, „die eine gefährliche anthropogene Interferenz mit dem Klimasystem verhindern würden“ (so Artikel 2 der UN-Klimarahmenkonvention), ist noch nicht abgeschlossen. Zunehmend wird jedoch eine Begrenzung des Anstiegs der globalen Mitteltemperatur auf maximal zwei Grad Celsius über den vorindustriellen Werten als „Leitplanke“ für die Zunahme der globalen Erwärmung betrachtet, bei der die Folgen und Risiken für Natur und menschliche Gesellschaften auf ein gerade noch akzeptables Maß begrenzt werden können. Angesichts der Tatsache, dass die weltweite Durchschnittstemperatur seit dem 19. Jahrhundert bereits um $0,6^{\circ}\text{C}$ angestiegen ist, kann vor diesem Hintergrund nur noch ein weiterer Anstieg von $1,4^{\circ}\text{C}$ hingenommen werden. Außerdem sollte eine langfristige durchschnittliche Erwärmung von $0,2^{\circ}\text{C}$ pro Dekade zumindest nicht überschritten werden.

Bei der Umsetzung solcher Ziele in Konzentrationen und Emissionsverläufe bestehen eine ganze Reihe von Unsicherheiten (z.B. bezüglich der Klimasensibilität); diese Fragestellungen sind Gegenstand umfangreicher wissenschaftlicher Diskussionen. Die folgenden Aspekte sind für die Identifizierung von Maßnahmen zur Begrenzung der globalen Erwärmung innerhalb akzeptabler „Klimafenster“ von besonderer Bedeutung:

- die langfristigen Emissionsverläufe für die verschiedenen Treibhausgase – aber auch für die anderen Gase, die sich auf das Radiative Forcing auswirken (z.B. Schwefelemissionen, da SO_2 -Aerosole einen „Kühleffekt“ bewirken), bei denen die Steigerungsraten, der Zeitpunkt der Trendumkehr von Emissionssteigerungen zu Emissionsminderungen sowie die Emissionsreduktionen in den folgenden Jahren von besonderer Bedeutung sind;
- die Profile für die Entwicklung der Treibhausgaskonzentrationen und der Strahlungswirkungen, die sich aus den Emissionspfaden ergeben;
- die bei den neuesten Modellberechnungen zugrunde gelegte Klimasensitivität einer Temperaturzunahme von $1,5$ bis $4,5$ Grad Celsius bei Verdopplung der CO_2 -Konzentrationen mit $2,5$ Grad als Mittelwert; läge die Klimasensibilität im oberen Bereich, so wären zur Einhaltung der oben genannten Grenze von 2 Grad wesentlich weitergehende Emissionsreduktionen erforderlich; wäre sie jedoch im unteren Bereich, so würden daraus geringere Restrik-

tionen für die künftige Emissionsentwicklung resultieren (allerdings basieren viele Modelle auf Klimasensitivität von 2,5 bis 2,8 Grad).

Die Resultate der verschiedenen Modelle zur Identifizierung akzeptabler Emissionspfade innerhalb der Leitplanke für die globale Erwärmung von 2 Grad weichen beträchtlich voneinander ab. Von besonderer Bedeutung für die Debatte sind vor allem alternative Strategien für Emissionsreduktionen der unterschiedlichen Gase oder alternative zeitliche Bezugszeiträume. Hare/Meinshausen (2004) weisen darauf hin, dass

- bei einer Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen bei 550 ppm (alle Gase, entsprechen in etwa einer Stabilisierung von CO₂ bei 475 ppm) das Risiko, die 2 Grad-Grenze zu überschreiten, zwischen 68 und 99 Prozent liegt (Mittelwert 85 Prozent, den Definitionen der IPCC entsprechend „sehr hoch“);
- bei einer Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen bei 450 ppm (alle Gase, entsprechen in etwa einer Stabilisierung von CO₂ bei 400 ppm) das Risiko, den Wert von 2 Grad zu überschreiten, zwischen 26 und 78 Prozent liegt (Mittelwert 47 Prozent – „mittlere Wahrscheinlichkeit“);
- bei einer Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen bei 400 ppm (alle Gase, entsprechen in etwa einer Stabilisierung von CO₂ bei 350 ppm) das Risiko, die Leitplanke von 2 Grad zu verletzen, zwischen 2 und 57 Prozent liegt (Mittelwert 27 Prozent – „unwahrscheinlich“).

Vor diesem Hintergrund sollte eine ambitionierte Klimapolitik eine Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen bei 400 bis 450 ppm anstreben (das entspricht einer Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen bei 350 bis 400 ppm). Für diesen Bereich der Stabilisierung der Konzentrationen müssten die Treibhausgas-Emissionen bis 2050 um 50 Prozent reduziert werden (verglichen mit den Werten von 1990).

Zwar gibt es eine Fülle von Emissionsentwicklungen, die den entsprechenden Konzentrationsniveaus entsprechen, jedoch müssen wichtige Interaktionen zwischen dem Zeitpunkt der Trendumkehr und der darauf folgenden Emissionsreduktionen in Betracht gezogen werden. Meinshausen (2005) zeigt, dass eine zehnjährige Verzö-

gerung des weltweiten Emissionshöhepunktes zu einer Verdoppelung der im Folgenden notwendigen Emissionsreduktion führt. Vor diesem Hintergrund ist frühzeitiges Handeln nicht nur notwendig hinsichtlich des „Learning by Doing“, sondern auch, um zusätzliche Kosten und Belastungen für die Periode nach der Trendumkehr der Treibhausgas-Emissionen zu vermeiden.

Tabelle 2

Exemplarische Emissionsreduktionsziele zur Stabilisierung der CO₂-Emissionen bei 400, 450 oder 550 ppm, 2020 und 2050

Stabilisierungs-Niveau	Region	CO ₂ -Emissionen	
		2020 gegenüber 1990 (wenn nicht anders spezifiziert)	2050
400 ppmv CO ₂	Global	+10%	-60%
	Annex I	-25% bis -50%	-80% bis -90%
	Non-Annex I	Substantielle Minderung gegenüber Referenz in Lateinamerika, Nahen Osten, Ostasien und Planwirtschaften in Zentralasien	Substantielle Minderung gegenüber Referenz in allen Regionen
450 ppmv CO ₂	Global	+30%	-25%
	Annex I	-10 bis -30%	-70 bis -90%
	Non-Annex I	Minderung gegenüber Referenz in Lateinamerika, Nahen Osten, Ostasien und Planwirtschaften in Zentralasien	Substanzielle Minderung gegenüber Referenz in allen Regionen
550 ppmv CO ₂	Global	+50%	+45%
	Annex I	-5% bis -25%	-40 bis -60%
	Non-Annex I	Minderung gegenüber Referenz in Lateinamerika, Nahen Osten und Ostasien	Minderung gegenüber Referenz in den meisten Regionen, v.a. in Lateinamerika und im Nahen Osten

Tabelle 2 zeigt exemplarisch die Emissionsobergrenzen für die Stabilisierung von CO₂-Konzentrationen auf unterschiedlichen Niveaus, differenziert nach Ländergruppen (Annex-I- und Non-Annex-I-Länder der Klimarahmenkonvention UNFCCC). Wenn die Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen bei 400 bis 450 ppm und der CO₂-Konzentrationen zwischen 350 und 400 ppm angestrebt wird, müssten danach die globalen CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 bis 2050 um etwa 60 Prozent abnehmen.

Für Annex-I-Länder wäre eine Reduzierung der CO₂-Emissionen um 80 bis 90 Prozent erforderlich. Selbst für weniger ehrgeizige Stabilisierungsziele würden sich die notwendigen Emissionsreduktionen für die Industrieländer gemessen am Niveau von 1990 auf über 70 Prozent belaufen.

Des weiteren müssten bei solchen Emissionsentwicklungen auch für die Entwicklungsländer substantielle Emissionsreduktionen erreicht werden. Die CO₂-Emissionen dieser Staatengruppe könnten in diesem exemplarischen Szenario bis 2020 ansteigen, danach müssten sie jedoch ebenfalls signifikant abnehmen.

Allerdings hängt der Korridor der CO₂-Emissionen zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf 2°C im Vergleich zu vorindustriellen Werten stark von der Klimasensibilität ab. Tabelle 3 illustriert dies durch Berechnungen des Wissenschaftlichen Beirats Globale Umweltveränderungen der Bundesregierung (WBGU 2003). Bei einer angenommenen hohen Klimasensibilität sind die kumulativen CO₂-Emissionen für die Periode von 2000 bis 2100 in Relation zu einer niedrigeren Klimasensibilität um den Faktor 4 geringer.

Tabelle 3

Kumulative CO₂-Emissionen zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf 2°C über dem vorindustriellen Niveau

Annahme Klimasensitivität	Zulässige kumulative CO ₂ -Emissionen 2000-2100	
°C	Mrd. t. C	Mrd. t CO ₂
1,5	1.780 – 1.950	6.527 – 7.150
2,5	850 – 910	3.117 – 3.337
3,5	530 – 560	1.943 – 2.053
4,5	380	1.393

Vor diesem Hintergrund müssen für die Einordnung der Atomenergie und anderer Minderungsoptionen schnelle und signifikante CO₂-Emissionsreduktionen in Betracht gezogen werden, bei denen die höchsten Emissionswerte in den Industrieländern innerhalb der nächsten beiden Jahrzehnte erreicht werden sollten. Die globalen CO₂-Emissionen sollten bis 2050 um 30 bis 60 Prozent, die Emissionen der Industrieländer um 60 bis 90 Prozent reduziert werden. Selbst solche Größenordnungen der Emissionsminderung implizieren noch immer große Unsicherheiten bezüglich der Einhaltbarkeit der 2°C-Leitplanke auf. Die Einhaltung der 2°C-Grenze kann nur dann als „wahrscheinlich“ angesehen werden, wenn der Emissionsverlauf eher an der Untergrenze der o.g. Emissionslimits liegt.

3 Business As Usual

3.1 CO₂-Emissionstrends

Seit Beginn des 20. Jahrhunderts sind die weltweiten CO₂-Emissionen etwa um den Faktor 12 angestiegen. Zwar dominierten bis 1950 die Emissionen des wichtigsten Treibhausgases aus Nordamerika und Westeuropa den globalen Trend, jedoch nahmen nach dem Zweiten Weltkrieg auch die Emissionen der sozialistischen Staaten rasch zu.

Vor der Ölkrise der siebziger Jahre entfielen 22 Prozent der globalen CO₂-Emissionen auf die Verbrennung fossiler Rohstoffe in den Planwirtschaften Europas, 23 Prozent auf Westeuropa und 32 Prozent auf Nordamerika.

Seit den achtziger Jahren sind die signifikantesten Trends für die globalen CO₂-Emissionen

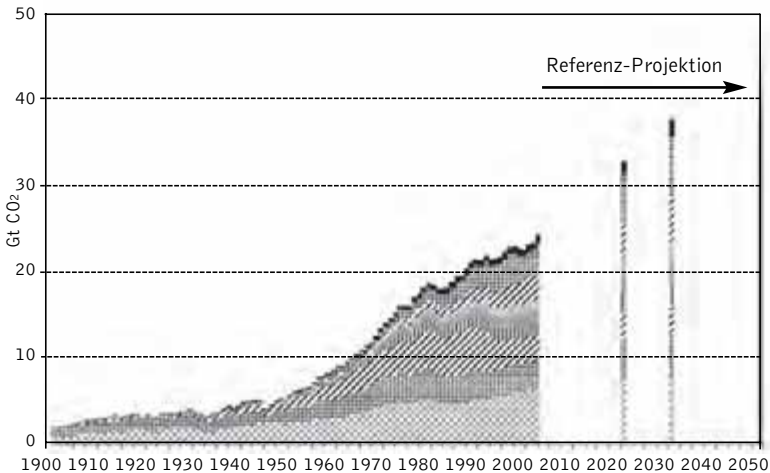
- der stetige Emissionsanstieg in Nordamerika;
- der mehr oder weniger stagnierende Emissionsanstieg in Westeuropa;
- die starke Abnahme der CO₂-Emissionen nach dem Zusammenbruch der Planwirtschaften in Europa,
- die ansteigenden Emissionen im planwirtschaftlichen Asien (vor allem China) und den anderen rasch wachsenden Ökonomien des Fernen Ostens.

Im Jahr 2002 betrug der Anteil Nordamerikas an den globalen CO₂-Emissionen nur noch 26 Prozent. Der Anteil Westeuropas, 14 Pro-

zent, war vergleichbar jenem der Planwirtschaften in Asien, 15 Prozent, und übertraf den Anteil der Schwellenländer, 12 Prozent.

Abbildung 1

Globale CO₂-Emissionen aus Kraftstoffverbrennung, 1900–2050



- Afrika
- ▨ Zentralasien (nach 2002: China)
- ▧ Ferner Osten (nach 2002: Ost- und Südasien)
- ▩ Naher Osten
- Zentral- und Südamerika
- ▬ Ozeanien (nach 2002: OECD Pazifik)
- ▮ Osteuropa
- ▯ Westeuropa
- ▰ Nordamerika (USA und Kanada)

Quelle: Marland u.a. (2005), IEA (2004), eigene Berechnungen

Allerdings verursachten Nordamerika und Westeuropa den Löwenanteil der kumulativen CO₂-Emissionen von 1900 bis 2002. Der gesamte CO₂-Ausstoß in dieser Periode beläuft sich auf 1.012 Milliarden Tonnen Kohlendioxid (Mrd. t CO₂). Hinsichtlich der kumulativen Emissionen sind die Anteile der verschiedenen Regionen in etwa vergleichbar mit der Situation der tatsächlichen Emissionen von 1970. Die Länder Nordamerikas zeichnen für etwa 32 Prozent der gesamten kumulativen CO₂-Emissionen verantwortlich, West-

europa für einen Anteil von 22 Prozent und die ehemaligen sozialistischen Länder Europas 18 Prozent. Die Anteile der planwirtschaftlichen Länder Asiens und anderer Staaten des Fernen Ostens sind mit 8 Prozent bzw. 5 Prozent noch gering.

Die Referenz-Projektion der internationalen Energieagentur (IEA 2004) geht von einer Fortsetzung der aktuellen Trends aus:

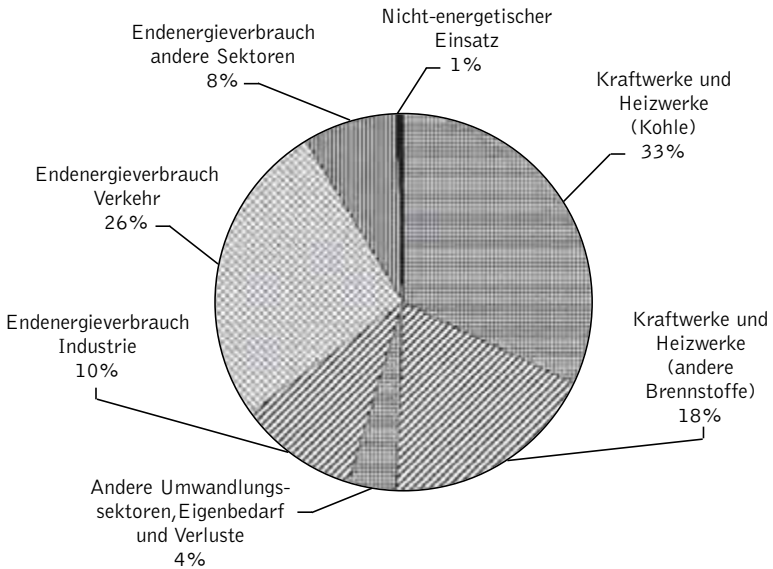
- die globalen CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energien könnten von 2002 bis 2030 um 62 Prozent ansteigen;
- der Anstieg der CO₂-Emissionen der nordamerikanischen OECD-Staaten würde 33 Prozent betragen;
- die Emissionen in Westeuropa und der Europäischen Union könnten um etwa 20 Prozent ansteigen;
- die Emissionen der OECD-Staaten in Asien und der Pazifikregion würden ebenfalls um etwa 20 Prozent ansteigen;
- die CO₂-Emissionen der Schwellenländer (vor allem Russlands) würden wieder um 40 Prozent ansteigen;
- die CO₂-Emissionen vieler Entwicklungsländer (China, Indien, Brasilien, etc.) würden um den Faktor 1,2 bis 1,6 zunehmen.

Abbildung 2 zeigt die zentralen Sektoren für das Emissionswachstum in der Projektion der IEA. Die Hälfte der Emissionszunahme in der Periode von 2002 bis 2030 entfällt auf den Energiesektor, etwa ein Drittel auf die Stromerzeugung mit Kohle. Den zweiten Schlüsselsektor bildet mit etwa 26 Prozent der Verkehrsbereich. Wenn gleich alle Sektoren zur Emissionsreduktion beitragen sollten, so müssen doch dem Energie- und dem Transportsektor in jeder Klimaschutzstrategie eine Sonderrolle zukommen.

Sogar in einem Szenario mit einer völlig anderen Dynamik des Emissionsanstiegs in den verschiedenen Weltregionen würde sich die „historische Verantwortlichkeit“ hinsichtlich der CO₂-Emissionen nur geringfügig verändern. Die Staaten Nordamerikas sind für 28 Prozent der gesamten kumulativen CO₂-Emissionen in der Periode von 1900 bis 2030 verantwortlich, die westeuropäischen Länder für 18 Prozent und die ehemaligen sozialistischen Staaten Europas für 14 Prozent. Die rasch wachsenden Länder Asiens und des Fernen Ostens würden auch hier nur 12 bzw. 9 Prozent der globalen kumulativen CO₂-Emissionen repräsentieren.

Abbildung 2

Anteile der globalen CO₂-Emissionen aus Kraftstoffverbrennung nach Sektoren, 2002–2030



Quelle: IEA (2004), eigene Berechnungen

Im Vergleich zu den in Teil 2 genannten Emissionsbudgets lässt sich der Emissionstrend in der Referenz-Projektion der IEA kaum mit einer der Emissionsentwicklungen in Einklang bringen, bei denen die 2°C-Leitplanke bei einer Klimasensitivität größer 2,5°C eingehalten wird. Sollte die Klimasensibilität etwa 2,5°C betragen, so müssten die Emissionstrends nach 2030 rapide abnehmen, um eine gewisse Chance für die Begrenzung der globalen Erwärmung bei 2°C über dem vorindustriellen Niveau zu erhalten (Tabelle 4).

Tabelle 4

Kumulative CO₂-Emissionen zur Begrenzung der globalen Erwärmung auf 2°C über dem vorindustriellen Niveau und der Referenzfall für CO₂-Emissionstrends bis 2030

Annahme Klimasensitivität	Zulässige kumulative CO ₂ -Emissionen 2000-2100	Kumulative CO ₂ -Emissionen 2000-2030	Verbleibendes Emissionsbudget
°C	Mrd. t CO ₂		
1,5	6.527 - 7.150	~900	86% - 87%
2,5	3.117 - 3.337	~900	71% - 73%
3,5	1.943 - 2.053	~900	54% - 56%
4,5	1.393	~900	35%

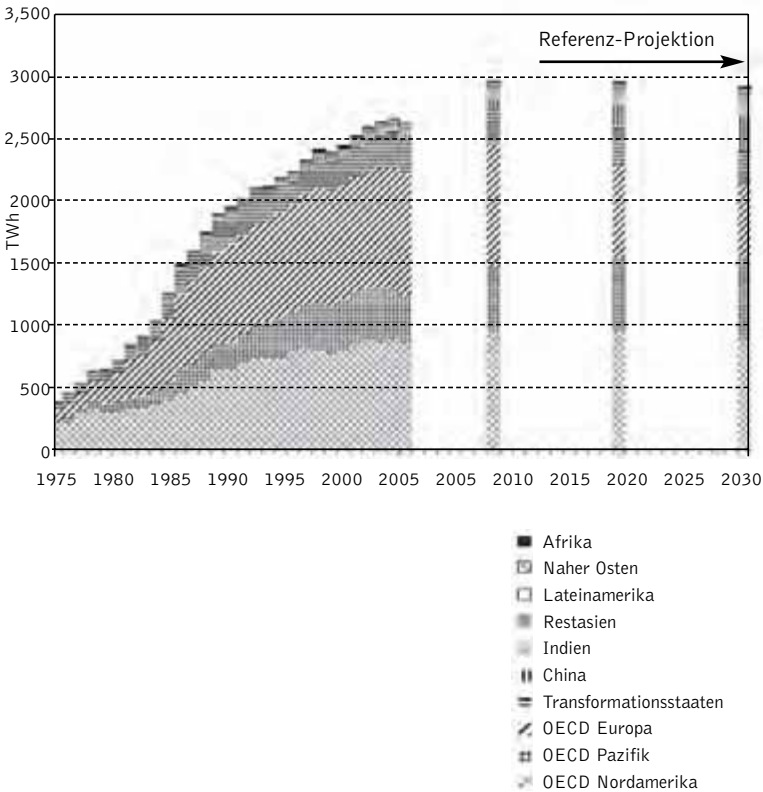
Quelle: WBGU (2004), eigene Berechnungen

3.2 Nukleare Energieerzeugung

Im Gegensatz zum globalen Energiebedarf und zu den globalen CO₂-Emissionen vollzog sich die Entwicklung der Atomenergie hauptsächlich in den OECD-Ländern und den sozialistischen Staaten in Europa oder in Schwellenländern. Jedoch ging das starke Wachstum der nuklearen Energieerzeugung nach der Katastrophe von Tschernobyl stark zurück. Für die Jahre nach 2000 lässt sich nur ein geringes Wachstum beobachten. 2003 betrug der Anteil der Atomkraft an der Energieerzeugung 22 Prozent für die OECD-Staaten und 6 Prozent für die anderen Länder. Nur einige Länder der Erde produzieren mehr als ein Drittel ihrer Elektrizität mit Atomenergie, darunter OECD-Staaten (Frankreich, Schweden, Belgien, Ungarn, Korea, die Slowakei und die Schweiz), aber auch einige Transformationsstaaten (Bulgarien, Slowenien, Armenien, Litauen und die Ukraine).

Abbildung 3

Atomenergieproduktion 1975-2030



Quelle: IAE (2004 und 2005)

Der Rückgang der Dynamik bei der Atomenergie in vielen Regionen der Erde lässt sich auf die folgenden Faktoren zurückführen:

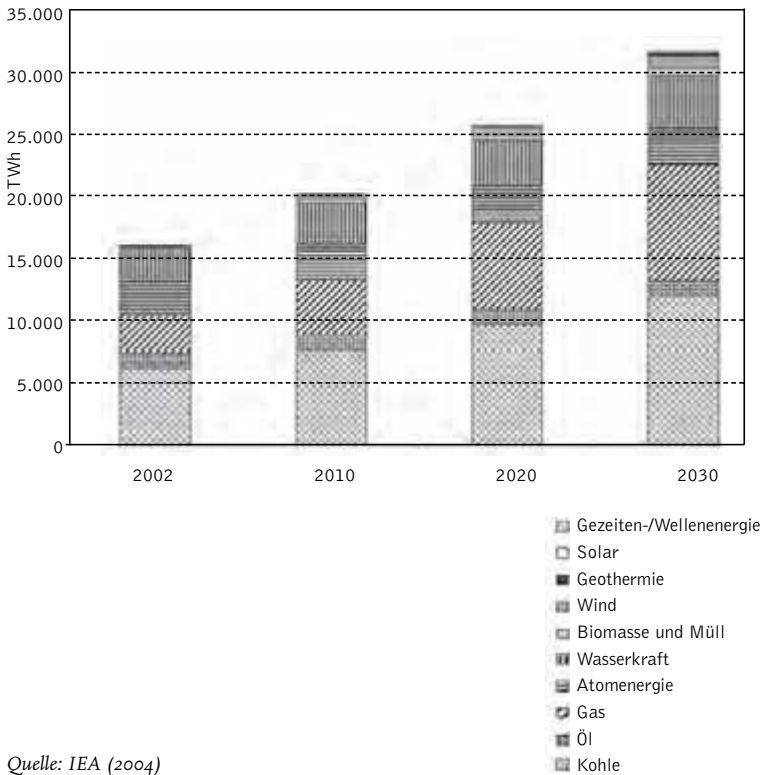
- zunehmender öffentlicher Widerstand gegen die Atomenergie in vielen Ländern, vor allem bezüglich Katastrophen, der Entsorgung radioaktiven Abfalls, des Transports von Kernmaterial und Problemen hinsichtlich Proliferation (Weiterverbreitung von Massenvernichtungswaffen) und Terrorismus;
- wirtschaftliche Probleme, mit denen Atomkraftwerke nach der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in einigen OECD-Ländern konfrontiert waren, einschließlich des Problems der Finanzie-

- steigende Sicherheitsanforderungen und -vorschriften für neue und bereits bestehende Atomkraftwerke;
- relativ niedrige Preise für fossile Brennstoffe und starke Verbesserungen bei konkurrierenden Technologien zur Energieerzeugung.

Die Referenzprojektion für die nukleare Stromerzeugung zeigt ein geringes Wachstum bis 2010 und einen leichten Rückgang in den beiden Jahrzehnten danach. Dieser Trend ergibt sich aus drei unterschiedlichen Tendenzen. Vor allem in den europäischen OECD-Staaten geht man von einem starken Rückgang der Atomenergieproduktion aus. In diesen Ländern wie auch in der EU soll die Elektrizitätserzeugung in den nächsten drei Jahrzehnten um 40 Prozent abnehmen. In Nordamerika und den Transformationsökonomien geht man von einer mehr oder weniger stagnierenden Atomenergieproduktion aus. In den asiatischen OECD-Ländern sowie in einigen Entwicklungsländern wird die Atomenergieproduktion laut IEA jedoch stark anwachsen (IEA 2004). In den asiatischen OECD-Ländern beläuft sich dieses erwartete Wachstum auf bis zu 60 Prozent. Ausgehend von einem sehr niedrigen Niveau dürfte die Atomenergieproduktion in China um den Faktor 10 und in Indien um den Faktor 4,8 ansteigen. Für andere Entwicklungsländer wird ein wesentlich geringeres, aber dennoch signifikantes Wachstum der Atomenergie gesehen (Lateinamerika +38 Prozent von 2002 bis 2030, Afrika +18 Prozent).

Abbildung 4

Elektrizitätserzeugung im Business-As-Usual-Fall, 2002-2020



Quelle: IEA (2004)

Obwohl der World Energy Outlook von einer geringen Zunahme der Atomenergieproduktion ausgeht, dürfte deren Anteil am gesamten Stromaufkommen signifikant zurückgehen. 2002 betrug der Anteil der Atomenergie 17 Prozent, bis 2030 wird er auf nur 9 Prozent schrumpfen. Selbst in China, dem Land mit der stärksten Zunahme bei der Atomkraft, würde diese nur 5 Prozent der gesamten Stromproduktion erbringen. Der Hauptzuwachs in der Stromerzeugung im World Energy Outlook 2004 basiert auf Kohle und Erdgas. Obwohl auch eine starke Zunahme der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen prognostiziert wird, spielen diese (abgesehen von der Wasserkraft) in der Referenz der IEA eine weniger bedeutende Rolle.

4 Der Umgang mit komplexen Risikostrukturen

Die Risiken der globalen Erwärmung und die Risiken im Zusammenhang mit der Atomenergie bilden ein Konfliktfeld, das bei der Einschätzung unterschiedlicher Risikotypen zur Entwicklung von Richtlinien und Strategien ein systematischeres Vorgehen erfordert.

Der Wissenschaftliche Beirat Globale Umweltveränderungen der Bundesregierung (WBGU) hat ein Modell zum Vergleich und zur Einschätzung unterschiedlicher Risiken vorgeschlagen. In diesem Modell sollten Risiken nach folgenden Kriterien kategorisiert werden (WBGU 2000):

- Eintrittswahrscheinlichkeit;
- Ausmaß der Schadensfolgen;
- Abschätzungssicherheit, Eintrittswahrscheinlichkeit und Schadensausmaß;
- Ubiquität (räumliche Verbreitung, globale Wirkung);
- Wirkungsdauer (sehr lange Entsorgungsperioden);
- Irreversibilität (irreparable Schäden);
- Verzögerungswirkungen (sehr lange Verzögerungszeiten);
- Mobilisierungspotenzial (große psychologische und politische Relevanz).

Auf der Basis dieser Kriterien lassen sich Risiken nach unterschiedlichen Bereichen bündeln. Risiken im „normalen Bereich“ sind durch folgende Attribute gekennzeichnet (WBGU 2000):

- geringe Ungewissheit in Bezug auf die Eintrittswahrscheinlichkeit und das Schadensausmaß;
- eher geringes Schadenspotenzial;
- geringe bis mittlere Eintrittswahrscheinlichkeit und den verbundenen Schadensumfang;
- geringe statistische Schwankungsbreiten von Schadenspotenzial und Eintrittswahrscheinlichkeiten;
- geringe Persistenz und Ubiquität der Risikoverursacher oder -folgen;
- hohe Reversibilität der potenziellen Risikofolgen;
- geringes Potenzial für sozialen Konflikt und Mobilisierung.

Eine problematischere Situation ergibt sich für den kritischen Bereich, der aus einem „Übergangsbereich“ und einem „verbotenen

Bereich“ besteht. Risiken im kritischen Bereich weisen mindestens eines der folgenden Charakteristika auf (WBGU 2000):

- hohe Unsicherheit für alle Risikoparameter;
- großes Schadenspotenzial;
- hohe Eintrittswahrscheinlichkeit (nahe 1);
- hohe Abschätzungsunsicherheiten, jedoch ein begründeter Verdacht, dass große Schäden möglich sind;
- lange Wirkungsdauer, Ubiquität und Irreversibilität, begründete Annahme, dass große Schäden möglich sind;
- großes zu erwartendes Mobilisierungspotenzial (Weigerung, Protest, Widerstand) aus Gründen wahrgenommener Verteilungsgerechtigkeit oder anderen sozialen und psychologischen Faktoren.

Die Unterscheidung zwischen dem „Übergangsbereich“ und dem „verbotenen Bereich“ beruht auf der Möglichkeit der Risikoreduzierung oder der Konsensbildung, wenn die Chancen einer Option die potenziellen Schäden übertreffen (WBGU 2000):

- Falls risikoreduzierende Maßnahmen möglich sind, deren Implementierung den Übergang in einen normalen Risikobereich verspricht, sollte das Risiko als dem „Übergangsbereich“ zugehörig betrachtet werden.
- Falls das Schadensausmaß sehr gravierend ist und keine Maßnahmen zur signifikanten Schadensbegrenzung in Betracht kommen oder in der Gesellschaft kein Konsens erzielt werden kann, dass diese Risiken aufgrund der damit verbundenen Chancen akzeptiert werden, sollte das Risiko als dem „verbotenen Bereich“ zugehörig betrachtet werden.

Vor diesem Hintergrund sind die Schlüsselfragen bezüglich aller den kritischen Bereichen zugewiesenen Risiken folgende:

- Bestehen Maßnahmen oder werden solche entwickelt, die das Schadensausmaß mit hoher Wahrscheinlichkeit und in voraussehbarer Zeit auf eine Dimension reduzieren könnten, die dem „normalen Bereich“ zuzurechnen wäre? Falls dies nicht der Fall ist, sollten alle Anstrengungen unternommen werden, um die betreffende Technologie zu ersetzen etc.

- Besteht in der Gesellschaft ein Konsens oder könnte ein Konsens erstellt werden, in dem die Risiken schwerer Schädigungen aufgrund der damit verbundenen Chancen für die Gesellschaft akzeptiert werden könnten? Falls dies nicht der Fall ist, sollten alle Anstrengungen unternommen werden, um die betreffende Technologie zu ersetzen etc. Diese Dimension ist besonders komplex, wenn das Problem eine starke internationale und Generationen übergreifende Dimension hat und keine institutionellen Arrangements existieren, um einen diesbezüglichen Konsens in der Gesellschaft zu reflektieren.

Zusätzlich zu den Kriterien zur Risikokategorisierung führte der WBGU mehrere Risikoklassen ein, die die Dimensionen für einige Umwelt- und andere Risiken aufzeigen. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die Risikoklassen „Damokles“, „Zyklop“, „Pythia“, „Pandora“, „Kassandra“ und „Medusa“.

Tabelle 5

Überblick Risikoklassen: Charakterisierung und Beispiele

Risikoklassen	Charakterisierung	Beispiele
Damokles	<ul style="list-style-type: none"> – Eintrittswahrscheinlichkeit ist gering – Abschätzungssicherheit für die Eintrittswahrscheinlichkeit ist hoch – Schadensausmaß ist hoch – Abschätzungssicherheit für das Schadensausmaß ist hoch 	<ul style="list-style-type: none"> – Kernenergie – Großchemische Anlagen – Staudämme – Meteoriteneinschläge – Überschwemmungen
Zyklop	<ul style="list-style-type: none"> – Eintrittswahrscheinlichkeit ist ungewiss – Abschätzungssicherheit für die Eintrittswahrscheinlichkeit ist ungewiss – Schadensausmaß ist hoch – Abschätzungssicherheit für das Schadensausmaß ist eher hoch 	<ul style="list-style-type: none"> – Erdbeben – Vulkaneruptionen – AIDS-Infektion – Massenentwicklung anthropogen beeinflusster Arten – ABC-Waffensysteme – Zusammenbruch der thermohalinen Zirkulation
Pythia	<ul style="list-style-type: none"> – Eintrittswahrscheinlichkeit ist ungewiss – Abschätzungssicherheit für die Eintrittswahrscheinlichkeit ist ungewiss – Schadensausmaß ist ungewiss (potenziell hoch) – Abschätzungssicherheit für das Schadensmaß ist ungewiss 	<ul style="list-style-type: none"> – sich aufschaukelnder Treibhauseffekt – Freisetzung und Inverkehrbringen transgener Pflanzen – BSE/nv-CJD-Infektion – Bestimmte Anwendungen der Gentechnologie – Instabilität der west-antarktischen Eisschilde

Risikoklassen	Charakterisierung	Beispiele
Pandora	<ul style="list-style-type: none"> – Eintrittswahrscheinlichkeit ist ungewiss – Abschätzungssicherheit für die Eintrittswahrscheinlichkeit ist ungewiss – Schadensausmaß ist ungewiss (nur Vermutungen) – Abschätzungssicherheit für das Schadensmaß ist ungewiss – Persistenz ist hoch (mehrere Generationen) 	<ul style="list-style-type: none"> – Persistente organische Schadstoffe (POP) – Endokrin wirksame Stoffe
Kassandra	<ul style="list-style-type: none"> – Eintrittswahrscheinlichkeit ist eher hoch – Abschätzungssicherheit für die Eintrittswahrscheinlichkeit ist eher niedrig – Schadensausmaß ist eher hoch – Abschätzungssicherheit für das Schadensausmaß ist eher hoch – Verzögerungswirkung ist eher hoch 	<ul style="list-style-type: none"> – Anthropogener schleichender Klimawandel – Destabilisierung terrestrischer Ökosysteme
Medusa	<ul style="list-style-type: none"> – Eintrittswahrscheinlichkeit ist eher niedrig – Abschätzungssicherheit für die Eintrittswahrscheinlichkeit ist eher niedrig – Schadensausmaß ist eher gering (Exposition hoch) – Abschätzungssicherheit für das Schadensausmaß ist eher hoch – Mobilisierungspotenzial ist hoch 	<ul style="list-style-type: none"> – Elektromagnetische Felder

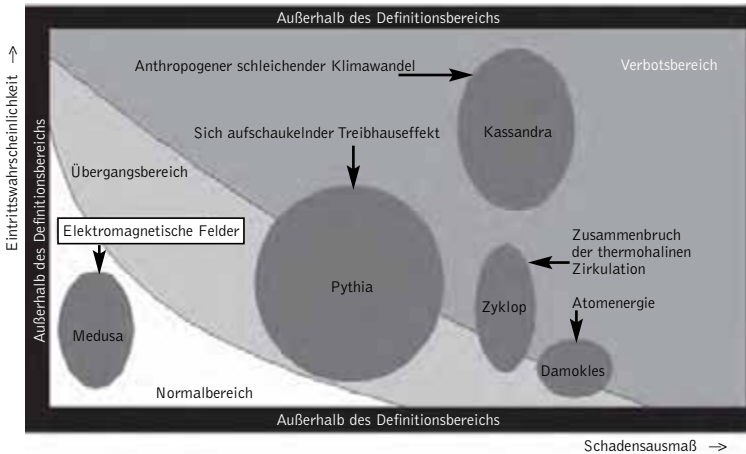
Quelle: WBGU (2000)

Für die Debatte über Atomenergie und Klimawandel sind die Risikoklassen „Kassandra“ und „Damokles“ von besonderer Relevanz. Aus dynamischer Perspektive fordert der WBGU Vorkehrungen der Klimapolitik sowie große Anstrengungen, um die globale Erwärmung vom Risikotypus „Kassandra“ (siehe Abb. 5) innerhalb des Konzepts zulässiger Fenster zu begrenzen:

- Das Ansteigen der globalen mittleren Temperatur sollte auf 2°C über den vorindustriellen Werten begrenzt werden.
- Der Temperaturanstieg sollte pro Jahrzehnt weniger als 0,2°C betragen.

Abbildung 5

Risikoklassen und ihre Lage im normalen, Übergangs- und verbotenen Bereich



Quelle: WBGU (2000)

Zum „Damokles“-Risiko der Atomenergie führt der WBGU aus: „Lässt sich das Katastrophenpotential auch bei bester Bemühung nicht sinnvoll oder nur unter exorbitanten Kosten reduzieren, dann ist ... eine solche Risikoquelle nur dann zu genehmigen, wenn einerseits der Nutzen dieser Risikoquelle existentiell bedeutsam ist und andererseits sichergestellt werden kann, daß technisch, institutionell und organisatorisch alle Möglichkeiten genutzt werden, um den Katastrophenfall erst gar nicht eintreten zu lassen und, sofern er doch eintreten sollte, die Schäden im Katastrophenfall so weit wie möglich zu lindern. Diese zweite Voraussetzung ist besonders dann wichtig, wenn solche Risikoquellen im Rahmen des Technologietransfers ins Ausland exportiert werden sollen.“

Im Hinblick auf diese Aussage ist die Situation bezüglich der Atomenergie komplex:

- Die erste Schlüsselfrage ist, ob sämtliche technische, institutionelle und organisatorische Optionen zur Umwandlung des „Damokles-Risikos“ in eines vom Typ „Medusa“ gegeben sind, d.h. ob es möglich ist, das Schadensausmaß zu begrenzen und eine geringe Wahrscheinlichkeit des Katastrophenfalls zu gewährleisten. Diese Optionen sollten im Hinblick auf den derzeitigen Einsatz der Atomkraft in einem weitaus größeren Ausmaß für sämtliche Regionen der Erde eingeschätzt werden.
- Die zweite Frage ist, ob die Atomkraft hinsichtlich der globalen Erwärmung einen bedeutenden Teil der Risikosubstitution leisten könnte, z.B. die Substitution eines Risikos vom Typ „Kassandra“, das eindeutig dem „verbotenen Bereich“ angehört.

Mit den derzeitigen Reaktortechnologien lässt sich das Schadensausmaß z.B. im Hinblick auf katastrophale Unfälle, Terroranschläge, den Umgang mit und die Endlagerung von radioaktivem Material definitiv nicht so begrenzen, dass es dem „Normalbereich“ entsprechen würde. Ferner bleiben große Unsicherheiten hinsichtlich der Frage, ob künftige Reaktorgenerationen den oben ausgeführten Anforderungen entsprechen, sowie bezüglich der starken Relation zwischen den Risiken der Atomkraft und sozialer, politischer und institutioneller Stabilität.

Vor diesem Hintergrund ist die erste entscheidende Frage zur Zukunft der Atomkraft im globalen Energiesystem, ob alternative Optionen bestehen, um weltweit im Rahmen starker Einschränkungen der Treibhausgasemissionen eine ausreichende Energiemenge sicherzustellen. Zweitens muss die Frage gestellt werden, ob und wie das Risiko des Klimawandels auf ein akzeptables Niveau begrenzt werden kann, ohne sich auf die Atomenergie zu stützen, und wie dies innerhalb des Rahmens akzeptabler Folgen (Kosten, soziale Akzeptanz, andere Risiken) bewerkstelligt werden kann.

5 Optionen der Emissionsminderung

Das breite Spektrum wissenschaftlicher Analysen hinsichtlich möglicher Strategien zur Emissionsreduktion für die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre zeigt, dass es keine einzelne Option gibt, die die gesamte zu leistende Emissionsreduktion erbringen könnte. Der Beitrag der unterschiedlichen Optionen wird jedoch stark vom Niveau abhängig, auf dem die Treibhausgaskonzentrationen stabilisiert werden sollen. Beschränkt

man sich auf weniger ehrgeizige Reduktionsziele, so besteht offensichtlich ein großes Maß an Flexibilität, wie weit die verschiedenen technologischen Optionen ausgeschöpft werden sollen. In einem solchen Szenario könnte es wesentlich einfacher sein, den Einsatz der Atomkraft aus den im vorhergehenden Abschnitt genannten Gründen aufzugeben.

Der technologische Mix für Strategien zur Treibhausgasminde- rung wurde mit zahlreichen unterschiedlichen methodologischen Ansätzen analysiert, z.B. im Dritten Sachstandsbericht des IPCC (2001), aber auch in vielen anderen Studien (z.B. Schrattenholzer u.a. 2004, WBGU 2004).

In der hier präsentierten Analyse werden diese Studien mit einem einfachen Ansatz eingeordnet. Wird angenommen, dass im Business-As-Usual-Fall (BAU) die globalen CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger bis 2050 um 40 bis 50 Milliarden Tonnen zunehmen und die notwendige Reduktion zur Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen auf einem Niveau, bei dem die 2°C-Leitplanke erreicht werden kann, 30 bis 60 Prozent unter dem Niveau von 1990 liegt, so beträgt die durch Emissionsminderungsoptionen zu schließende Lücke im Jahr 2050 25 bis 40 Milliarden Tonnen CO₂. In einem vereinfachten Modell wird von einem linearen Trend ausgegangen. Die verschiedenen Optionen für den Zeitpunkt der Trendumkehr bei den Emissionen und die darauf folgenden Reduktionspfade mit unterschiedlichen Minderungsraten werden hier nicht weiter berücksichtigt. Dieses vereinfachende Modell wird genutzt, um potenzielle Beiträge und mögliche Interaktionen zwischen unterschiedlichen Bündeln von Strategien zur Emissionsminderung aufzuzeigen.

5.1 Atomenergie

Im Jahr 2004 wurden weltweit 442 Atomreaktoren mit einer Gesamtkapazität von 368,6 GW zur Stromproduktion betrieben. Die große Mehrzahl dieser Anlagen sind Leichtwasserreaktoren unterschiedlicher Bauart. Im Jahr 2003 wurden 15,7 Prozent der gesamten weltweiten Energieproduktion in Atomkraftwerken erzeugt. Bezüglich des Anteils der Atomkraft ist ein erheblicher Unterschied zwischen den OECD-Staaten und den nicht der OECD angehörenden Ländern zu konstatieren. In den OECD-Ländern wurden 2003 etwa 2.223 TWh Elektrizität in Atomkraftwerken erzeugt; das entspricht einem Anteil von 22,3 Prozent. In den Nicht-OECD-Staaten wurden

im selben Jahr 412 TWh in Atomkraftwerken erzeugt, was einem Anteil von nur 6 Prozent entspricht.

Die BAU-Projektion der OECD weist nur eine geringe Zunahme der Atomkraft bis 2030 aus. Der Anstieg der Gesamtkapazität von 359 GW im Jahr 2002 auf 376 GW in 2030 entspricht einem jährlichen Nettozuwachs von durchschnittlich 600 MW in der Periode von 2002 bis 2030. Um dieses Ziel zu erreichen, muss alle zwei Jahre ein neues Atomkraftwerk mit einer Kapazität von 1.200 MW ans Netz genommen werden. Bezieht man jedoch die Altersstruktur der bestehenden Atomkraftwerke mit ein, so müssen jedes Jahr durchschnittlich 4 bis 5 GW neue Nuklearkapazität in Dienst gestellt werden (also 3 bis 4 große Kraftwerke).

Der potenzielle Beitrag der Atomenergieproduktion zu ehrgeizigen Emissionsreduktionszielen in der Periode von 2000 bis 2075 (van der Zwaan 2002) wurde in einer Reihe von Studien bewertet.

Eine zehnfache Zunahme der Atomenergieproduktion in der Periode von 2000 bis 2075 (van der Zwaan 2002) würde eine weltweite Atomkraftkapazität von 2.050 GW mit einer Produktion von 17.283 TWh im Jahr 2050 bedeuten. Das entspricht in etwa der sechsfachen Energieerzeugung des BAU-Falles. Durchschnittlich müssten bis 2050 jährlich 35 GW an nuklearer Kapazität hinzugefügt werden. Ein solcher Anstieg der Atomenergieproduktion würde nicht nur die Kohle ersetzen, sondern auch einen beträchtlichen Teil der Stromerzeugung mit Erdgas. Die Folge dieses extremen und offensichtlich unrealistischen Szenarios wäre eine CO₂-Reduktion von 9.700 Mt im Jahr 2050.

Pacala/Socolow (2004) schlagen eine Ausdehnung von 700 GW bis zur Mitte des Jahrhunderts vor, was im Vergleich zum derzeitigen Niveau einer dreifachen Kapazität entspricht. Bezieht man den notwendigen Ersatz existierender Kraftwerke mit ein, müssen jährlich im Durchschnitt 25 GW Kapazität in Betrieb gehen, damit die Atomkraftwerke im Jahr 2050 eine Kapazität von 1.060 GW erreichen. Die Gesamtenergieproduktion würde sich in diesem Fall auf 8.260 TWh belaufen und im Jahr 2050 7.000 Mt CO₂ reduzieren, wenn nur Kohlekraftwerke ersetzt würden. Würden durch die zusätzlichen Atomkraftwerke Kohle- und Gaskraftwerke ersetzt, so würde sich der Beitrag zur Emissionsreduktion im Jahr 2050 auf 5.000 Mt CO₂ belaufen.

Ausgehend von der historischen Erfahrung hinsichtlich der Entwicklung der Atomkraft erscheinen diese beiden Szenarios als sehr unrealistisch. Jedoch können die wesentlichen Risiken und die größten Bedenken bezüglich der Atomkraft an einer solchen Entwicklung verdeutlicht werden. Solche Szenarien illustrieren, dass die Atomkraft beim gesamten Stromaufkommen von Ländern und Regionen signifikante Anteile erreichen muss, in denen sie heute keine oder nur eine geringe Rolle spielt. Eine drei- oder sechsfache Steigerung der Atomenergieerzeugung in Nordamerika, Europa oder Japan ist angesichts des bereits beträchtlichen nuklearen Anteils im Energiemix dieser Länder nicht vorstellbar.

Das Hauptrisiko bei Kernreaktoren ist ein großer Unfall mit massiver Freisetzung von Radioaktivität. Die Folge wären beträchtliche Schäden für Gesundheit, Wirtschaft, den sozialen wie den Ökosystemen (UNDP/UNICEF 2002). Die meisten der bestehenden und in den nächsten drei Jahrzehnten auch die meisten neuen Atomkraftwerke sind Leichtwasserreaktoren, die auf der Basis der derzeitigen Reaktorkonzepte fortentwickelt werden. Für alle diese Reaktoren müssen sehr ernst zu nehmende Sicherheitsmängel konstatiert werden (siehe den Beitrag von A. Froggatt im vorliegenden Band).

Selbst wenn die Wahrscheinlichkeit eines katastrophalen Unfalls als spezifische Größe sehr gering erscheint, würde die Zunahme der Atomkraft um das Drei- oder Sechsfache in den kommenden 50 Jahren zu einem enormen Risiko katastrophaler Unfälle führen. Modellrechnungen zu den wirtschaftlichen Konsequenzen eines großen Unfalls in einem deutschen Atomkraftwerk ergaben, dass die Gesamtkosten einer solchen Katastrophe etwa 2 bis 5 Billionen Dollar betragen würden (Ewers/Rennings 1991 und 1994).

Neben den Leichtwasserreaktoren befinden sich einige weitere Reaktorkonzepte in unterschiedlichen Stadien der Entwicklung und Implementierung. Bei allen diesen „evolutionären Konzepten“ (die so genannte „Reaktor-Generation III“) bestehen gravierende und inhärente Risiken für verschiedene Unfallszenarios, die zu einer massiven Freisetzung radioaktiver Materialien führen können. In einigen Ländern hat die Forschung mit der Entwicklung „revolutionärer Reaktorkonzepte“ (die so genannte „Reaktor-Generation IV“) begonnen, die sehr viel sicherer, zuverlässiger und wirtschaftlicher als die Reaktoren der Generation III und gleichzeitig proliferationsgeschützt sein sollen (NERAC 2002). Ein näherer Blick auf die tech-

nischen Konzepte zeigt jedoch, dass viele Sicherheitsprobleme noch vollkommen ungelöst sind; ferner belegen die empirischen Erfahrungen, dass Fortschritte bei der Sicherheit in einiger Hinsicht auch wieder neue Sicherheitsprobleme schaffen können. Letztlich bleibt auch die Frage völlig offen, wie bei diesen Reaktortypen die Zielkonflikte zwischen Sicherheitsverbesserungen und möglichst niedrigen Investitionen und geringen Betriebskosten gelöst werden können. Erwähnenswert ist ferner, dass die Entwicklung dieser neuen Reaktorgeneration enorme Investitionen erfordert und das Resultat noch sehr ungewiss ist. Reaktoren der Generation IV würden – wenn überhaupt – frühestens in 20 bis 30 Jahren zur Verfügung stehen. Sehr unsicher ist auch noch, ob und wie die Bauweise neuer Reaktoren diese gegen die Bedrohung durch konzertierte terroristische Akte (einschließlich Flugzeugabstürzen) absichern kann. Vergleichbare Probleme könnten ferner durch einen stärkeren Einsatz von Atomkraftwerken in Ländern oder Regionen entstehen, in denen das Risiko militärischer Konflikte wesentlich höher ist als in jenen Ländern und Regionen, in denen heute die Mehrzahl der Reaktoren betrieben wird.

Eine wesentliche Voraussetzung für die massive Verbreitung von Atomkraft zur Erreichung ehrgeiziger Emissionsreduktionsziele im Jahr 2050 wird die Verfügbarkeit von nuklearem Brennstoff sein. Derzeit beläuft sich der jährliche Bedarf an nuklearem Brennstoff auf etwa 70.000 Tonnen Uran. Für eine drei- bis sechsfache Zunahme in einer verhältnismäßig kurzen Zeitspanne würde sich der Bedarf an nuklearem Brennstoff um ein Mehrfaches erhöhen, selbst wenn sich die Energieausnutzung signifikant steigern ließe. Zudem müsste die Versorgung mit nuklearem Brennstoff in einigen Jahrzehnten durch spekulative (noch unentdeckte) Ressourcen sichergestellt werden (siehe den Beitrag von Kreuzsch u.a. im vorliegenden Band). Die Kapazitäten im Uranabbau müssten beträchtlich ausgedehnt werden, was erfahrungsgemäß viele Jahre in Anspruch nehmen würde. Ferner würden signifikante neue Anreicherungs-kapazitäten erforderlich. Lovins (2005) berichtet, dass für 700 GW zusätzliche Atomkraftwerksleistung 15 neue Anreicherungsanlagen gebaut werden müssen.

Vor diesem Hintergrund stufen Rothwell/van der Zwaan (2003) Leichtwasserreaktorsysteme im Kontext der Erneuerbarkeit der eingesetzten Ressourcen als nicht zukunftsfähig ein. Zudem weisen die Pläne für die Reaktoren der Generation IV eindeutig auf das Pro-

blem endlicher Brennstoffressourcen für Leichtwasserreaktorsysteme hin (NERAC 2002). Wenn die Verfügbarkeit (und die Kosten) von nuklearem Brennstoff für Leichtwasser-Reaktorsysteme jedoch ein Problem darstellen, wird die einfache Brennstoffnutzung zukünftig nur noch von begrenzter Bedeutung sein können. Gegenwärtig ist die einfache Brennstoffnutzung und die direkte Endlagerung wegen der geringeren Kosten und des Wegfalls von Risiken durch die Wiederaufbereitung verbrannter Brennstäbe die bevorzugte Option. Obwohl die Reaktorkonzepte der Generation IV noch in vieler Hinsicht spekulativ sind, steht mit ihrem Fokus auf „geschlossene Brennstoffzyklen“ die Einführung Schneller Brüter und der Wiederaufbereitung ausgebrannter Brennelemente auf breiter Basis wieder auf der Agenda (NERAC 2002). Wenn die nukleare Technologiekette auf Brüter und Wiederaufbereitungsanlagen (und zusätzliche Transporterfordernisse) ausgedehnt wird, werden die Unfallrisiken wie auch die Anfälligkeit hinsichtlich terroristischer Anschläge oder militärischer Konflikte signifikant ansteigen. Lovins (2005) illustriert die Dimension der Wiederaufbereitung für den Fall von zusätzlichen 700 GW Atomkraftwerksleistung, die weltweit etwa 50 Wiederaufbereitungsanlagen erforderlich machen würde.

Die Herausforderungen der Proliferation sind seit dem Ende des Kalten Krieges von wachsender Bedeutung. Die aktuellen Nichtverbreitungsprobleme mit Iran und Nordkorea zeigen, dass mit einer Expansion der Atomkraft – auch regional – weitere Risiken entstehen werden (siehe den Beitrag von O. Nassauer im vorliegenden Band). Ein Elektrizitätssystem mit 1000 GW nuklearer Kapazität aus Leichtwasserreaktoren würde pro Jahr etwa 290 Tonnen Plutonium (Pu) produzieren. Falls die Nuklearkapazität bis 2050 auf 2000 GW ansteige, würde die jährliche Plutoniumproduktion 560 Tonnen betragen. Solche Mengen würden zu ernstesten Problemen bezüglich der Nichtverbreitung führen und eine vollständig neue Qualität internationaler Schutzvorkehrungen notwendig machen. Würde der einfache Brennstoffzyklus durch geschlossene Zyklen mit Wiederaufbereitung und Trennung von Plutonium ersetzt, so könnten nämlich ernsthafte Bedrohungen der internationalen Sicherheit entstehen, da die Menge des zu befördernden Plutoniums und die Regionen, in denen signifikante Mengen Plutonium vorkommen würden, erheblich zunehmen. Ferner wäre es ein Irrtum anzunehmen, dass das Risiko der Proliferation dadurch vernachlässigbar würde; dies trifft ebenso für die Reaktorkonzepte der Generation IV zu.

Obwohl zahlreiche Analysen durchgeführt wurden, um Endlagerstätten zu identifizieren und ihre langfristige Verlässlichkeit zu demonstrieren, hat bislang noch kein Land eine dauerhafte Lösung für die Endlagerung radioaktiver Abfälle gefunden. Die Forschung zur Entwicklung solcher Endlager wie auch Verfahren zur Öffentlichkeitsbeteiligung oder Anstrengungen zur Erhöhung der öffentlichen Akzeptanz für nukleare Lagerstätten dauern an (siehe den Beitrag von J. Kreuzsch u.a. im vorliegenden Band). Sollte die Menge radioaktiven Abfalls signifikant anwachsen, so würde sich die Kluft zwischen der Erzeugung hoch radioaktiven Abfalls und der Verfügbarkeit von Lagerstätten immer weiter vertiefen. Van der Zwaan (2002) nennt als Beispiel, dass eine Verdopplung der US-amerikanischen Atomkraftproduktion alle 25 Jahre eine Lagerungskapazität erfordern würde, die dem Yucca Mountain Project entspräche. Nach Lovins (2005) würde die Vergrößerung der globalen Atomkraftkapazität um 700 GW Lagerstätten mit der 14fachen Kapazität des Yucca Mountain Project notwendig machen.

Nicht zuletzt ist auch die Wirtschaftlichkeit für die künftige Rolle der Atomkraft im Rahmen einer ambitionierten Klimastrategie entscheidend. Ohne einen Preis auf CO₂ (entweder über eine Kohlenstoffsteuer oder im Rahmen eines Emissionshandelssystems) wäre die Atomkraft auf wettbewerbsorientierten Märkten wahrscheinlich nicht konkurrenzfähig (siehe den Beitrag von S. Thomas im vorliegenden Band). Jedoch könnte die schrittweise Einführung marktgestützter Instrumente der Klimapolitik (z.B. das Emissionshandelssystem der EU) diese Situation verändern. Die Höhe der CO₂-Preise, die die Wirtschaftlichkeit neuer Atomkraftwerke signifikant verbessern könnte, wird noch diskutiert. Nach Sailor u.a. (2000) wäre ein Preis von etwa 100 US-\$/t C (27 US-\$/t CO₂) notwendig, damit neue Atomkraftwerke konkurrenzfähig wären. Andere Einschätzungen setzen hierfür noch bedeutend höhere Schwellenwerte an. Es sollte aber auch in Betracht gezogen werden, dass zahlreiche andere Faktoren die ökonomische Bewertung der Atomkraftherstellung verzerren. Das Fehlen ausreichender Stilllegungsfonds, sehr großzügige Haftungsregelungen, Steuervergünstigungen und andere Vorteile verschleiern in vielen Ländern die wahren Kosten der Elektrizität aus Atomkraft. Sollte die Atomkraft in der Zukunft eine bedeutendere Rolle spielen, so werden diese versteckten Kosten zunehmend an die Oberfläche treten, denn die Belastungen für jene, die diese Kosten letztlich tragen müssen, werden immer offenkundiger.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Atomenergie auf globalem Niveau bis zu einem gewissen Grad zu ambitionierten Emissionsreduktionen beitragen kann. Dieser Beitrag würde einerseits zwar keine andere Option überflüssig machen, könnte andererseits trotzdem signifikant sein. Bei solch einem Beitrag der Atomenergie wären die Konsequenzen aber erheblich. Diese Bedingungen müssen nüchtern bewertet werden, um einen gut begründeten Vergleich mit anderen Emissionsminderungsoptionen zu ermöglichen: Die massive Expansion der Atomenergie

- würde wegen schwerer Unfälle (einschließlich von Terroranschlägen) die Risiken für Gesundheit, Ökosysteme, soziale und ökonomische Systeme signifikant erhöhen;
- würde das Problem nuklearer Abfälle und der Proliferation in eine neue Dimension erheben, sowohl hinsichtlich der Materialmengen als auch der Regionen und der Länder, in denen Probleme entstehen würden;
- würde die Ersetzung des einfachen Brennstoffzyklus durch mehr oder weniger geschlossene Kreisläufe für den nuklearen Brennstoff sowie die Wiedereinführung von Wiederaufbereitung und Schnellen Brütern erfordern, was zu zusätzlichen Risiken und Anfälligkeiten der Technologiekette führte;
- würde große Investitionen in die gesamte Technologiekette erfordern, einschließlich Bergbau, Anreicherung und Wiederaufbereitung, was langjährige Vorbereitungsmaßnahmen erforderte;
- würde für einen stabilen Betrieb gut ausgebaute Versorgungsnetze und andere Infrastrukturen erfordern;
- wird attraktiver sein, wenn einerseits CO₂-Emissionen kostenpflichtig werden; andererseits würden aber andere Verzerrungen sichtbar, die die Wirtschaftlichkeit der Atomenergieerzeugung indirekt subventionieren.

Diese Risiken und Probleme sind in vielfacher Hinsicht Thema politischer und wissenschaftlicher Diskussion. Für einige Risiken bestehen technologische oder institutionelle Vorschläge zur Begrenzung oder zum Ausschluss der Probleme oder ihrer Folgen (siehe Sailor u.a. 2000, van der Zwaan 2002). Äußerst spekulativ ist jedoch, ob derartige Vorschläge in der Realität und innerhalb eines angemessenen Zeitrahmens umsetzbar sind oder in ausreichender Weise implementiert werden könnten.

Vor diesem Hintergrund stehen die folgenden Fragen bzw. Analysen: Welche anderen Optionen könnten zu ehrgeizigen Strategien der Emissionsreduktion beitragen? Welches Potenzial bieten sie? Welche Restriktionen, Anforderungen, Zeitpläne und politischen Instrumente sind mit ihnen verbunden? Welche anderen Implikationen bieten sich, und wie gestalten sich die Kosten im Vergleich zu jenen der Atomkraft?

Wenn die oben genannten Risiken und Probleme der Atomkraft ernsthaft bewertet werden, ist die Schlüsselfrage, ob die potenziellen Alternativen (einschließlich ihrer Implikationen) es erlauben würden, ehrgeizige Emissionsreduktionsziele zu erreichen. In anderen Worten:

- Wäre es möglich, im Hinblick auf Potenziale oder Kosten ehrgeizige Emissionsreduktionsziele ohne Atomkraft zu erreichen; oder
- würden die Implikation einzelner Alternativen oder die Alternativen überhaupt Strategien zur Emissionsreduktion letztlich blockieren; oder
- könnte eine Strategie mit einem signifikanten Beitrag der Atomkraft sich für ehrgeizige Strategien zur Emissionsreduktion als kontraproduktiv erweisen, weil andere Optionen dadurch nicht entwicklungsfähig wären?

Es stellt sich bei der Bewertung der Atomkraft die Frage, inwieweit bei der Planung ambitionierter Emissionsreduktionen explizit – hinsichtlich der Potenziale – oder implizit – hinsichtlich der Konsequenzen und Implikationen für andere Minderungsoptionen – die Notwendigkeit besteht, die Atomkraft zu berücksichtigen, um den großen Herausforderungen zu begegnen und strategische Ziele und (politische) Maßnahmen zum Klimawandel zu erreichen.

5.2 Endverbrauchs-Effizienz

Der World Energy Outlook (IEA 2004) geht für die nächsten drei Jahrzehnte von einer jährlichen Verbesserung der Energieintensität zwischen 1,3 und 1,6 Prozent auf globaler Ebene aus. Das bedeutet, dass im Jahr 2030 mit einem Drittel weniger an Primärenergie derselbe ökonomische Wert (hinsichtlich der Kaufkraftparitäten) geschaffen werden kann wie 2002. Das starke globale Wirtschaftswachstum wird diese Gewinne aus der Energieeffizienz allerdings mehr als wettmachen. Die IEA geht für die Periode von 2002 bis

2030 von einem weltweiten Wirtschaftswachstum um den Faktor 2,4 aus (die geschätzte Bevölkerungszunahme für diese Periode beträgt etwa 30 Prozent). In der Folge wird der Primärenergieverbrauch um fast 60 Prozent zunehmen. Falls sich diese Trends fortsetzen, könnte das für 2050 einen Primärenergieverbrauch von etwa 21 Millionen Tonnen Öläquivalent und jährlichen CO₂-Emissionen aus der Verbrennung fossiler Energieträger von 48 Milliarden Tonnen CO₂ bedeuten.

Jedoch werden im BAU-, sprich Business-as-usual-Fall keine umfangreichen Effizienzpotenziale implementiert, obwohl viele dieser Optionen im Allgemeinen kosteneffektiv sind. Jochem u.a. (2000) zeigen signifikante Energieeffizienzpotenziale (5 bis 80 Prozent) in allen Sektoren und für alle Regionen der Welt auf. Das IPCC (2001) nennt Schlüsselsektoren des Energieverbrauchs, in denen beträchtliche Möglichkeiten für eine effizientere Energienutzung bestehen.

Bei den Endverbrauchssektoren werden für Verbesserungen der Energieeffizienz folgende Bereiche als am bedeutendsten betrachtet:

- Der Energieverbrauch von Gebäuden (einschließlich elektrischen Haushaltsgeräten); das IPCC (2001) nennt hier ein Emissionsreduktionspotenzial von 1.000 bis 1.100 Mt C (3.667 bis 4.033 Mt CO₂) bis 2020; Pacala/Socolow (2004) gehen von derselben Menge für den Zeitraum bis 2050 aus, was als konservative Schätzung betrachtet werden könnte.
- In der Industrie werden die größten Möglichkeiten bei der Energieeffizienz und einer verbesserten Materialeffizienz gesehen; dem IPCC (2001) zufolge beläuft sich das gesamte Reduktionspotenzial auf 1.300 bis 1.500 Mt C (4.767 bis 5.500 Mt CO₂) jährlich im Jahr 2020.
- Der Energieverbrauch im Verkehr ist signifikant wegen der rasch ansteigenden Emissionen in diesem Sektor; das IPCC (2001) geht von einem Einsparungspotenzial von 300 bis 700 Mt C (1.100 bis 2.567 Mt CO₂) im Jahr 2020 aus; Pacala/Socolow (2004) rechnen mit 2.000 Mt C (7.333 Mt CO₂) für den Zeithorizont bis 2050.

Insgesamt könnte man für 2050 ein Reduktionspotenzial von bis zu 16.000 Mt CO₂ abschätzen, wenn in den Endverbrauchssektoren umfassende Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz umgesetzt werden sollten. Das ist ein Anteil von 40 bis 60 Prozent

der verbleibenden Lücke zwischen Business-as-usual und ehrgeizigen Emissionsminderungszielen zur Stabilisierung der CO₂-Konzentrationen im Bereich zwischen 400 und 450 ppm.

Einer der wichtigsten Vorteile von Strategien, die auf Energieeffizienz fokussiert sind, ist, dass viele Optionen aus der gesamtwirtschaftlichen Perspektive kosteneffektiv sind und Emissionsreduktionen mit geringen oder sogar ohne zusätzliche Kosten implementiert werden könnten. Die wichtigsten Probleme bei der Implementierung von Maßnahmen zur Energieeffizienz sind jedoch nicht ökonomischer Natur. Das größte Problem bei Energieeffizienz-Strategien sind mannigfaltige Hindernisse und strukturelle Barrieren (von mangelnder Information und Motivation bis hin zum Nutzer-Investor-Dilemma) einerseits und sehr heterogene Strukturen hinsichtlich Akteuren, Motivationen und Fähigkeiten andererseits.

Die derzeitigen Technologien können zu signifikanten Verbesserungen der Energieeffizienz führen. Eine zusätzliche Rolle werden mit der Zeit technische und organisatorische Innovationen spielen. Das Schlüsselproblem bei Energieeffizienz-Maßnahmen ist die Notwendigkeit eines gleichmäßigen und stufenweisen Ansatzes und permanenter Anstrengungen. Vor allem im Bereich der Verbesserung der Energieeffizienz werden ein schrittweiser Ansatz und ein früher Start von wesentlich größerer Bedeutung sein als technische Durchbrüche. Der langlebige Kapitalstock, z.B. im Gebäudesektor, wird frühzeitiges Handeln erfordern, damit die bestehenden Potenziale ausgeschöpft werden können.

5.3 Verbesserungen der Energieeffizienz im Energiesektor

Vor allem im Energiesektor haben technologische Entwicklungen in den letzten Jahren signifikante Verbesserungen bewirkt. Für die kommenden Jahre und Jahrzehnte kann man von weiteren Effizienzgewinnen ausgehen, wenn die Dynamik in Forschung und Entwicklung noch weiter verstärkt wird. Die Effizienz von Kohle- und Gaskraftwerken könnte im Vergleich zu den heutigen weltweit durchschnittlichen 30 bis 35 Prozent schon in naher Zukunft auf 50 Prozent bzw. 65 Prozent gesteigert werden (EK 2002). Auf längere Sicht könnten Kombi- (Gas- und Dampf-) Kraftwerke eine Effizienz von bis zu 70 Prozent erreichen, neue superkritische Dampfturbinen innerhalb der nächsten beiden Jahrzehnte Nettowirkungsgrade von 55 Prozent.

Eine noch viel wesentlichere Verbesserung in der hoch effizienten Energieerzeugung könnte von der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder der kombinierten Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK) kommen. Der Einsatz von Abwärme aus der Stromerzeugung für Heizung, Industrieprozesse oder sogar Kühlung könnte die gesamte Effizienz von KWK- und KWKK-Anlagen auf 90 Prozent anheben. KWK- und KWKK-Anlagen können in industriellen Anlagen und Anlagen der Fernwärmeversorgung betrieben werden, die eine Leistung von mehreren Hundert Megawatt erreichen. Darüber hinaus könnte in der Wärmeversorgung mit Mikro-CHP-Anlagen von mehreren Kilowatt (Pehnt u.a. 2005) ein immenses Potenzial für hoch effiziente KWK-Technologien verfügbar gemacht werden.

Während die ständige Verbesserung von Kraftwerken in vielen BAU-Projektionen mit einbezogen und das zusätzliche Potenzial für Emissionsreduktionen begrenzt ist, ist das Potenzial der KWK in den meisten aktuellen Projektionen noch bei weitem nicht ausgeschöpft. Eine vereinfachte Kalkulation unterstreicht das bedeutende Potenzial für KWK und KWKK in einer integrierten Strategie zur CO₂-Reduzierung.

Wird von einer zusätzlichen Energieproduktion aus nicht mit Biomasse befeuerten KWK-Anlagen in der Größenordnung von 20 Prozent einer globalen Stromerzeugung von 30.000 TWh im Jahr 2050 ausgegangen (unter Berücksichtigung einer signifikanten Reduktion durch verbesserte Energieeffizienz), so würde dies zu einer jährlichen CO₂-Reduktion von 2000 Mt durch zusätzliche Effizienzsteigerung in der Energieproduktion führen, wobei zusätzliche Effekte aus der Brennstoffumstellung noch nicht berücksichtigt worden sind.

5.4 Brennstoffumstellung im Energiesektor

Im Business-as-usual-Szenario der IEA (2004) dominiert die Energieerzeugung aus fossilen Brennstoffen die Stromversorgung bis 2030. Dieser Projektion zufolge wird sich in der Periode von 2002 bis 2030 die Kapazität der Kohlekraftwerke von 1135 GW auf 2156 GW und die der Gaskraftwerke von 893 auf 2564 GW erhöhen. Für die gesamte Periode entspricht dies im Durchschnitt einem jährlichen Wachstum von 36 GW für Steinkohle und 60 GW für Erdgas. Zieht man ferner in Betracht, dass im selben Zeitraum etwa die Hälfte der bestehenden Kapazitäten durch neue Kraftwerke ersetzt werden muss, so müssen im Durchschnitt jedes Jahr 57 GW Kapa-

zität aus neuen Kohlekraftwerken und 76 GW aus neuen Gaskraftwerken in Betrieb gehen. Wird dieser Trend bis 2050 fortgeschrieben, so würden sich die Kraftwerks-Neuinvestitionen auf etwa 2700 GW für Kohle- und 3600 GW für Gaskraftwerke belaufen. Eine Entscheidung für neue Kohlekraftwerke mit einer Kapazität von 1 GW bedeutet jährliche Emissionen von etwa 4,7 Mt CO₂ (bei einem durchschnittlichen Nutzungsgrad neuer Kraftwerke von 40 Prozent und einer Auslastung von 63 Prozent) für die Lebensdauer der Kraftwerke, die bei etwa 40 Jahren oder mehr liegt. Eine ähnliche Schätzung für Investitionen in neue Gaskraftwerke führt zu einer jährlichen Emission von 1,3 Mt CO₂ pro GW (ausgehend von einem durchschnittlichen Nutzungsgrad von 55 Prozent und einer Auslastung von 40 Prozent).

Durch die Kombination eines weniger kohlenstoffhaltigen Brennstoffs und der signifikant höheren Effizienz verursacht die Stromerzeugung in einem Gaskraftwerk im Vergleich zu einem neuen Kohlekraftwerk 57 Prozent weniger CO₂. Eine weitere Brennstoffumstellung im Energiesektor von Kohle auf Gas könnte also signifikante Potenziale für die Emissionsreduktion eröffnen.

Pacala/Socolow (2004) unterstellen einen Ersatz von Grundlast-Kohlekraftwerken mit einer Gesamtkapazität von 28 GW durch Gaskraftwerke, um weitere Emissionsreduktionen zu erreichen. Dies entspricht etwa der Hälfte der o.g. jährlichen Investitionen in neue Kohlekraftwerke. Wenn 50 Prozent der Neuinvestition bis zum Jahr 2050 statt in Kohle in Gaskraftwerke fließen würden, so würden Kohlekraftwerke mit einer Gesamtemission von 6300 Mt CO₂ im Jahr 2050 durch Gaskraftwerke mit einer Gesamtemission von 2700 Mt CO₂ ersetzt. Würden alle Kohlekraftwerksneubauten durch Erdgaskraftwerke ersetzt, so würden sich die genannten Emissionsniveaus verdoppeln: Kohlekraftwerke mit einer Gesamtemission von 12.700 Mt CO₂ würden durch Erdgasanlagen mit einer gesamten Emissionen von 5500 Mt ersetzt. Ein Ersatz von 50 Prozent der Neuinvestitionen in Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke repräsentiert damit ein jährliches Emissionsreduktionspotenzial von 3600 Mt CO₂ für den Zeithorizont 2050.

Natürlich werden die zusätzlichen Investitionen in Gaskraftwerke auch zu einem zusätzlichen Bedarf an Erdgas führen. Für die oben genannte ungefähre Schätzung beträgt der zusätzliche Gasbedarf zur Energieerzeugung 29 Exajoule (EJ) für das Jahr 2030 und 49 EJ für 2050. Der Gasbedarf im BAU-Szenario der IEA (2004) beläuft

sich auf 176 EJ für 2030. In anderen Worten, der Bedarf an Erdgas würde im Vergleich zum BAU-Fall um etwa 16 Prozent ansteigen. Der zusätzliche Gasbedarf für den Zeithorizont 2050 dürfte sich in der gleichen Größenordnung bewegen. Im Rahmen einer nachhaltigen Energiestrategie sollte diese Erdgasmenge durch Energieeffizienzmaßnahmen entweder in anderen Bereichen (z.B. dem Gebäudesektor) oder im Energiesektor selbst kompensiert werden. Die Schlüsseltechnologie zur Senkung des zusätzlichen Erdgasbedarfs ist die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) oder die kombinierte Kraft-Wärme-Kälte-Produktion (KWKK). Würde ein Viertel der neuen Gaskraftwerke auf der Basis von KWK oder KWKK betrieben, so würde der zusätzliche Gasbedarf um etwa 7 Prozent sinken.

5.5 Erneuerbare Energie

Der globale Umsatz erneuerbarer Energien übertrifft den derzeitigen und prognostizierten weltweiten Primärenergiebedarf um drei Größenordnungen (Rogner 2000). Zahlreiche Technologien für den Einsatz erneuerbarer Energien sind bereits verfügbar, und viele weitere sind in der Entwicklung. Die größten Herausforderungen für einen groß angelegten Einsatz erneuerbarer Energie sind folgende (Rogner 2000, WBGU 2004):

- Unter den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (keine Internalisierung externer Kosten) sind nur wenige Optionen für erneuerbare Energien mit der Energie aus fossilen oder nuklearen Brennstoffen konkurrenzfähig.
- Der Einsatz und die Wirtschaftlichkeit erneuerbarer Energien unterliegen mehreren Beschränkungen, wie etwa Flächennutzungskonflikten (z.B. Biomasse), geographischer Lage (Solarenergie), Standort (Windkraft und geothermische Energie) oder Naturschutz und gesellschaftlichen Beschränkungen (Wasserkraft).
- Die globale Verteilung der derzeitigen und der künftigen Energieversorgung aus erneuerbaren Quellen unterscheiden sich deutlich; das Potenzial an erneuerbaren Energien ist in Europa (ohne die ehemalige Sowjetunion) und in Asien deutlich geringer als in den Amerikas oder in sonnenreichen Kontinenten und Regionen.

Die erneuerbaren Energien haben schon heute einen signifikanten Anteil an der globalen Primärenergieversorgung. Bezüglich der

exakten Größe dieses Anteils bestehen jedoch Unsicherheiten, da der größte Teil der heute verwendeten erneuerbaren Energien aus traditioneller Biomasse besteht, die in vielen Regionen der Erde nicht kommerziell gehandelt wird. Zudem kann der Einsatz „traditioneller Biomasse“ (z.B. Feuerholz) in vielen Weltgegenden nicht als nachhaltig bezeichnet werden, da er zur Entwaldung und Desertifikation beiträgt. Die Internationale Energieagentur (IEA 2004) schätzt, dass im Jahr 2002 etwa 10 Prozent des gesamten Primärenergiebedarfs von Biomasse abgedeckt wurde. Für 2004 nimmt sie an, dass etwa 70 Prozent des weltweiten Einsatzes von Biomasse für Energie aus „traditioneller Biomasse“ bestanden, was zu ernststen Nachhaltigkeitsproblemen führen könnte. Alles in allem könnte der Einsatz „moderner Biomasse“ für eine nachhaltige Energieproduktion mit Blick auf die technologischen Potenziale, die die Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, um den Faktor sechs oder mehr ausgeweitet werden (Rogner 2000, WGBU 2004).

Die zweite Quelle erneuerbarer Energie, die derzeit einen nicht unwesentlichen Anteil der globalen Primärenergieversorgung abdeckt, ist die Wasserkraft. Sie repräsentiert 16 Prozent der derzeitigen weltweiten Stromproduktion und liefert etwa 6 Prozent des globalen Primärenergiebedarfs. Obwohl für ihre Ausweitung ein signifikantes technisches Potenzial besteht (Rogner [2000] referiert ein technisches Potenzial, das um den Faktor 5 über dem derzeitigen Niveau liegt), stellt die Wasserkraft unter den erneuerbaren Energien diejenige mit dem kleinsten Potenzial für ein weiteres Wachstum dar.

Neben diesen beiden Quellen erneuerbarer Energien können noch einige andere Quellen in der Primärenergieversorgung der nächsten Jahrzehnte eine zunehmende Rolle spielen.

Vor allem die Windkraft zeigte in den letzten Jahren signifikante Zuwachsraten. Im Zeitraum von 1990 bis 2002 nahm die Energieerzeugung durch Wind sowohl in den OECD-Staaten als auch in den anderen Ländern mit einer durchschnittlichen jährlichen Rate von etwa 30 Prozent zu (Turkenburg 2000, IEA 2005). Hinsichtlich des technologischen Potenzials für den zukünftigen Einsatz der Windenergie referiert Rogner (2000) 640 EJ; dies liegt um den Faktor 100 über dem derzeitigen Niveau.

Die Stromerzeugung aus Solarenergie befindet sich noch in einem sehr frühen Entwicklungsstadium. Obwohl die Stromerzeugung mit Photovoltaik in den letzten Jahren um durchschnittlich 30

Prozent jährlich gewachsen ist (Turkenburg 2000, IEA 2005) und die Energiebereitstellung aus thermischen Solaranlagen in den kommenden Jahren wieder ein signifikantes Wachstum aufweisen wird, bleibt der Beitrag der Solarenergie an der globalen Energieerzeugung noch immer sehr gering. Jedoch könnten das riesige Potenzial der Solarstromerzeugung und die rapide technische Entwicklung in diesem Bereich der Solarenergie in den nächsten 50 Jahren zu einem signifikanten Anteil an der gesamten Primärenergieversorgung verhelfen (van der Zwaan/Rabl 2004).

Das größte technologische Potenzial unter den erneuerbaren Energien liegt jedoch in der geothermischen Energie, die in mehreren Weltregionen bereits zur Stromerzeugung genutzt wird. Rogner (2000) verweist auf ein Potenzial von 500 EJ, das in 10 bis 20 Jahren wirtschaftlich werden dürfte, und ein Potenzial von 5000 EJ, das in 40 bis 50 Jahren wirtschaftlich werden könnte.

Schließlich können mittel- und langfristig die Ozeane (Gezeiten-, Wellen-, Salzgradienten- und thermale Energie) einen enormen Beitrag zur globalen Primärenergieversorgung leisten. Rogner (2000) schätzt für die verschiedenen Optionen des Einsatzes von Meeresenergie ein technisches Potenzial von 7400 EJ.

Tabelle 6

Aktuelle und künftige Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (in ct/kWh)

	UNDP (2000)		ICCEPT (2002)		Enquete-Kommission (2002)			
	aktuell	zukünftig	aktuell	nach 2020	aktuell	2010	2020	2050
Wasserkraft	2 ... 10	2 ... 10	2 ... 10	2 ... 10	5,5 ... 15	-	-	-
Windkraft onshore	5 ... 13	3 ... 10	3 ... 5	2 ... 3	4,5 ... 9	3 ... 6	3 ... 6	3 ... 5
Windkraft offshore			6 ... 10	2 ... 5	6,3 ... 10	4 ... 6	3 ... 5,5	3 ... 4,5
Fotovoltaik	25 ... 125	5 ... 25	50 ... 80 ^a 30 ... 50 ^b 20 ... 40 ^c	~8 ^a ~5 ^b ~4 ^c	50 ... 100	29 ... 58	12,5 ... 25	9 ... 18
Solarthermische Kraftwerke ^d	12 ... 18	4 ... 10	12 ... 18	4 ... 10	8 ... 16		5 ... 6	~4
Biomasse	5 ... 15	4 ... 10	5 ... 15	4 ... 10	3,5 ... 30	-	-	-
Geothermie	2 ... 10	1 ... 8	2 ... 10	1 ... 8	-	-	-	-
Ozeanenergie	8 ... 20	5 ... 15						

Anmerkungen: a) bei 1.000 kWh/m² (Mitteleuropa); b) bei 1.500 kWh/m² (Südeuropa); c) bei 2.500 kWh/m² (Südliche Regionen); d) an Standorten mit 2.500 kWh/m²

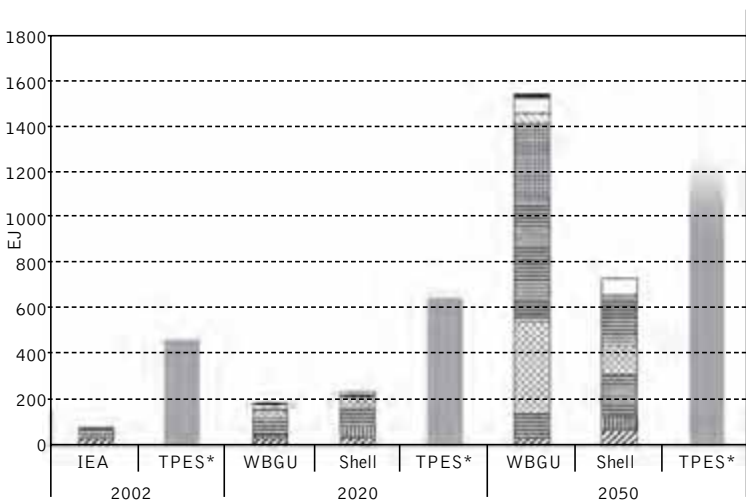
Quelle: *Turkenburg (2000), ICCEPT (2002), EK (2002)*

Die technischen Potenziale erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung sind enorm, die wichtigste Barriere für ihren breiteren Einsatz ist jedoch ihre wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit. Abgesehen von der Wasserkraft und einigen Optionen des Biomasse-Einsatzes sind die meisten Technologien für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien noch in einer frühen Phase der Entwicklung. Doch viele Studien zeigen eine signifikante Kostenreduzierung, wenn Forschung und Entwicklung intensiviert werden und die Strategie der frühen Markteinführung fortgesetzt wird. Für zahlreiche Optionen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ergeben sich mit einer frühen und umfassenden Markteinführung bedeutsame „Lernkurveneffekte“ (IEA 2000).

Tabelle 6 zeigt verschiedene Kostenschätzungen für Schlüsseltechnologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Dieser Überblick unterstreicht, dass man für die nächsten beiden Jahrzehnte von signifikanten Kostensenkungen vor allem für die Windkraft, die Stromerzeugung aus Biomasse und für die geothermische Energie ausgehen kann. Mittel- und langfristig (mehr als zwei Dekaden) könnten sich vor allem bei der Solarkraft und der Stromerzeugung aus Meeresenergien signifikante Kostenreduktionen ergeben.

Abbildung 6

Projektionen für den Beitrag erneuerbarer Energien zur Gesamtenergieversorgung, 2002-2050



- Total
- andere erneuerbare Energien
- Geothermische Energie
- ▨ Solarheizung
- ▨ Solarstrom*
- ▨ Wind*
- ▨ Moderne Biomasse
- ▨ Traditionelle Biomasse
- ▨ Wasserkraft*

* Das Primärenergie-Äquivalent der Stromerzeugung aus Atomenergie, Wasserkraft, Windenergie und Sonne wurde für alle statistischen Daten und Projektionen mit einem durchschnittlichen Nutzungsgrad von 0,33 ermittelt.

Abbildung 6 zeigt zwei unterschiedliche Projektionen für das künftige Wachstum erneuerbarer Energien. Beide Szenarios sind Interventionsszenarios, d.h. sie unterstellen für die Erreichung eines nachhaltigen Energiesystems auf globaler Ebene massive politische Interventionen. Je nach Ansatz für das zukünftige Niveau des Primärenergieverbrauchs könnten 50 bis 100 Prozent der gesamten Energieversorgung mit erneuerbaren Energien abgedeckt werden. Allerdings zeigt der Vergleich auch die unterschiedlichen Einschätzungen des zukünftigen Beitrags der erneuerbaren Energien. Während Shell in seinem Szenario „Spirit of the Coming Age“ (2002) ein besonders starkes Wachstum für Biomasse, Wind- und Solarenergie sieht, geht der WBGU (2004) von einem wesentlich aggressiveren Wachstum, technologischen Durchbrüchen bei der Wind- und Solarenergie und einer wesentlich geringeren Zunahme des Einsatzes von Biomasse im Energiesektor aus. Geothermische Energie spielt in beiden Projektionen eine signifikante Rolle.

Insgesamt könnten aus technischer Sicht erneuerbare Energien den zukünftigen Primärenergiebedarf ganz oder zu einem großen Teil abdecken. Einige Technologien für den breiteren Einsatz erneuerbarer Energien befinden sich jedoch noch in einer frühen Phase der Entwicklung. ICCEPT (2002) nennt folgende Gruppen an erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung:

- ausgereifte Technologien: Biomasse (Mitverbrennung), Wasserkraft in großen und kleinen Anlagen, Gezeitenkraftwerke, netzunabhängige Photovoltaik (Insellösungen);
- Technologien an der Schwelle zur ausgereiften Technologie: Onshore-Windkraftanlagen, Photovoltaik für Gebäude, Biomasse (Verbrennung);
- aufstrebende Technologien: Offshore-Windkraftanlagen, Biomasse (Vergasung);
- konzeptionelle, in absehbarer Zukunft aufstrebende Technologien: fortgeschrittene Photovoltaik, Wellen- und Gezeitenstromkraftwerke, Biomasse (Hydrolyse), Geothermie (Hot-Dry-Rock-Verfahren);
- konzeptionelle Technologien: Wasserstoff-Photosynthese.

Diese lange Liste technologischer Optionen bietet genügend Flexibilität für verschiedene Szenarien hinsichtlich der technischen Entwicklungen und Fortschritte bei der Kostenreduktion für die Strom-

erzeugung aus erneuerbaren Energien. Der größte Beitrag könnte bis 2020 aus Biomasse, Wind- und Wasserkraft kommen. Für die Zeit danach stellt sich als wesentliche Frage, wieviel Strom durch Solartechnologien erzeugt werden und wie weit sich die Stromerzeugung mit Windkraft, Geothermie und Meereskraftwerken durchsetzen kann.

Dennoch bedarf es großer Anstrengungen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit verschiedener Technologien, zur Erreichung weiterer technologischer Durchbrüche und zum Bau notwendiger Infrastruktur. Ein wichtiger Punkt ist in dieser Hinsicht die intermittierende Stromerzeugung von Photovoltaik- und Windkraftanlagen. Ein Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen intermittierender Stromerzeugung wird völlig neue Anforderungen an Stromnetze und die Flexibilität anderer Stromerzeugungsoptionen erfordern. Der in den letzten Jahren erzielte Fortschritt (ausgereifte Prognosemodelle, Entwicklung hoch effizienter und flexibler Technologien zur Stromerzeugung auf der Basis von Gas etc.) unterstreicht, dass die Integration von intermittierenden Stromerzeugungsoptionen mehr als Herausforderung denn als Barriere für den breiten Einsatz erneuerbarer Energien gesehen werden sollte. Jedoch müssen auch für erneuerbare Energien ökologische oder soziale Zwänge in Betracht gezogen werden. In manchen Weltregionen existieren Standortprobleme für Windkraftanlagen; für einige Meerestechnologien (Gezeitenkraftwerke) oder Wasserkraftwerke könnten negative lokale (umweltbedingte) oder soziale Probleme auftreten.

Vor diesem Hintergrund muss herausgehoben werden, dass in technologischer oder ökonomischer Hinsicht bedeutende Verbesserungen in der Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen in relativ kurzer Zeit ein enormes Potenzial in der Energieerzeugung ermöglichen werden. Wenn bedeutende Kostenreduzierungen für Solarenergie oder sogar Wind- und Biomasetechnologien erreicht werden und die notwendige Infrastruktur verfügbar ist, wird sich das Energiesystem rapide verändern. In anderen Worten, der Beitrag erneuerbarer Energien zur globalen Primärenergieversorgung wird entweder auf einem relativ niedrigen Niveau bleiben, oder er wird ab etwa Mitte dieses Jahrhunderts die Struktur der Primärenergieversorgung sehr stark dominieren. Ein „Mittelweg“ für den Beitrag der erneuerbaren Energien ist nur schwer vorstellbar.

5.6 Kohlenstoffabtrennung und -deponierung

Eine der aufstrebenden Technologien zur Senkung der Treibhausgas-Emissionen ist die Abtrennung und Speicherung von Kohlenstoff (Carbon Capture and Sequestration, CCS). CCS umfasst Technologien zur Erfassung und Anreicherung von CO₂ aus unterschiedlichen Quellen, den Transport zu geeigneten Lagerorten und die Lagerung über lange Zeiträume. Dieses Verfahren kommt einerseits für CO₂ aus der Verbrennung fossiler Stoffe oder aus Industrieprozessen, andererseits aber auch für die CO₂-Emissionen aus kohlenstoffneutraler Biomasseverbrennung in Frage. Die letztere Option bildet dabei eine Netto-Senke für CO₂-Emissionen und sollte in der langfristigen Klimapolitik eine Rolle spielen.

Obwohl bereits einige Bausteine der CCS-Technologieketten existieren und ausgereift oder ökonomisch machbar sind, müssen noch weitere Technologiebausteine entwickelt oder bestehende verbessert werden. Zudem bedarf es großer Anstrengungen, um ein integriertes System zu realisieren, das hinsichtlich Technik, Wirtschaftlichkeit und öffentlicher Akzeptanz zuverlässig ist. Die Abtrennung und Speicherung von Kohlenstoff wird derzeit intensiv erforscht, weiterentwickelt und gründlichen Analysen und Bewertungen unterzogen (siehe IPCC 2005, IEA 2004b + 2005b).

Aus ökonomischer Sicht bildet die Abtrennung des CO₂ den Schlüssel für die Option CCS. Die größte Herausforderung hierbei ist, dass die Abspaltung von CO₂ eine hohe Energieaufwendung erfordert, was die elektrische Effizienz von Kraftwerken beträchtlich verringert. Die Bindung von CO₂-Emissionen könnte die Effizienz um etwa 10 Prozentpunkte senken und würde den in den beiden letzten Jahrzehnten erreichten technologischen Fortschritt zu einem guten Teil kompensieren. Zudem führen die realen Erfassungsgrade für CO₂ nicht zu einem emissionsfreien Kraftwerk, da bei den derzeit bevorzugten Technologien nur 80 bis 90 Prozent der Emissionen erfasst werden können (IPCC 2005). Die Kohlenstoffabtrennung könnte auf unterschiedlichen Technologien basieren:

- Abtrennung nach der Verbrennung;
- Abtrennung vor der Verbrennung;
- Abtrennung mit Hilfe des Oxyfuel-Prozesses (Verbrennung mit reinem Sauerstoff);
- Abtrennung in spezifischen Industrieprozessen (z.B. Stahl- oder Ammoniakproduktion).

Für die Abtrennung vor der Verbrennung und die Abtrennung im Oxyfuel-Prozess muss sich die Technologie der Stromerzeugung einem fundamentalen Wandel unterziehen. Obwohl solche Technologien bereits in Form von Demonstrationskraftwerken existieren (IGCC – Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung) oder derzeit als Demonstrationsprojekte in Planung sind, gibt es nicht genügend Anhaltspunkte dafür, dass sie sich als kommerziell tauglich erweisen. Vor allem die IGCC-Technologie verlor in den letzten beiden Jahrzehnten den Wettbewerb mit Dampfturbinen mit kritischen und überkritischen Dampfparametern. Mit pulverisierter Kohle befeuerte Kraftwerke mit konventionellen Dampfturbinen entsprachen den Anforderungen des alltäglichen kommerziellen Betriebs wesentlich besser als die im Prinzip innovativere und effizientere IGCC-Technologie.

Der CO₂-Transport könnte auf bestehende Technologien (Pipelines, Versand) zurückgreifen und wird hinsichtlich der Kosten weniger relevant sein, wenn Distanzen im Bereich von 200 bis 300 km überbrückt werden müssen. Liegen zwischen den CO₂-Quellen und den Lagerungsorten wesentlich längere Entfernungen, könnten sich auch die Transportkosten zu signifikanten Kostenfaktoren entwickeln.

Für die Lagerung von CO₂ existieren drei wesentliche Optionen. Das abgetrennte CO₂ kann in geologische Formationen oder die Tiefsee (über 1000 m) eingebracht werden, oder es kann mineralisiert und dann in geeignete Lagerstätten verbracht werden. Im Lichte der derzeitigen Erkenntnisse kann man jedoch nur die Lagerung in geologischen Formationen als akzeptabel betrachten. Es gibt einige Hinweise dafür, dass die Injektion signifikanter Mengen CO₂ in die Tiefsee marine Ökosysteme schädigen könnte. Die Wirkungen von CO₂-Injektionen auf marine Ökosysteme über große Ozeanflächen und lange Zeiträume sind weitgehend unbekannt. Die Mineralisierung von CO₂ würde immense Materialflüsse, Probleme der Lagerung in großem Maßstab und andere Umweltprobleme verursachen. Zum Beispiel würde der Mineralisierungsprozess 1,6 bis 3,7 Tonnen Silikate pro gelagerter Tonne CO₂ erfordern und 2,6 bis 4,7 Tonnen zu entsorgendes Material erzeugen. Diese Materialflüsse und die damit verbundenen Prozesse (Bergbau, Zerkleinerung, Transport und Entsorgung) würden ebenfalls relativ hohe Kosten erzeugen.

Demzufolge sollte in den nächsten Jahrzehnten die Lagerung in geologischen Formationen (erschöpfte Öl- und Gasfelder, nicht abbaubare Kohleflöze, tiefe Salzformationen) als Schlüsseloption für CCS betrachtet werden. Das IPCC (2005) nennt für das nächste Jahrhundert einen Bereich von 200 bis 2000 Milliarden Tonnen CO₂ als ökonomisches Potenzial für CCS. Die Untergrenze wird hierbei als „praktisch sicher“ (Wahrscheinlichkeit von 99 Prozent oder höher) charakterisiert, die obere Zahl wird als „wahrscheinlich“ betrachtet (Wahrscheinlichkeit von 66 bis 90 Prozent). Vor diesem Hintergrund könnte CCS einen signifikanten Beitrag zur langfristigen Emissionsreduktion liefern. Allerdings stellt auch dieses Verfahren eine temporäre CO₂-Minderungsoption dar, die Lagerungskapazitäten müssen als endliche Ressource betrachtet werden.

Tabelle 7 zeigt die Kostenspannen für die verschiedenen Komponenten eines CCS-Systems. Bei der Lagerung in geologischen Formationen macht die CO₂-Abtrennung den größten Teil der Kosten aus. Große Entfernungen beim CO₂-Transport könnten die Kosten eines CCS-Systems einerseits erhöhen; andererseits könnte die Verwendung von abgetrenntem CO₂ für die stärkere Ausbeutung von Öl-Lagerstätten (Enhanced Oil Recovery – EOR) oder die Methanergewinnung aus Kohleflözen (Enhanced Coalbed Methane Recovery – ECBM) ökonomische Vorteile bringen, die zu einer Kostensenkung bei CCS führten. Allerdings würden sich solche Vorteile im Rahmen sehr ambitionierter Emissionsreduktionsziele drastisch verringern. Insgesamt weisen die Minderungskosten für CCS mit 15 bis 90 US-\$/t CO₂ eine Spanne auf, die mit vielen erneuerbaren Energiequellen vergleichbar ist.

Tabelle 7

Kostenspanne für die Komponenten eines CCS-Systems von großen, neuen Betriebsanlagen

CCS-System-Komponenten		Kosten-Bandbreite	Bemerkungen
Abtrennung	Abtrennung in einem Kohle- oder Gas-Kraftwerk	15 ... 75 US-\$/tCO ₂ (netto abgetrennt)	Netto-Kosten für abgetrenntes CO ₂ im Vergleich zum gleichen Kraftwerk ohne Abtrennung
	Abtrennung aus Wasserstoff- und Ammoniak-Produktion oder Gas-Verarbeitung	5 ... 55 US-\$/tCO ₂ (netto abgetrennt)	Gilt für hochreine Quellen und erfordert einfache Trocknung und Verdichtung
	Abtrennung bei anderen industriellen Quellen	25 ... 115 US-\$/tCO ₂ (netto abgetrennt)	Bandbreite reflektiert eine Reihe von unterschiedlichen Technologien und Brennstoffen
Transport		1 ... 8 US-\$/tCO ₂ (transportiert)	Für 250 km Pipeline oder Transport von 5 (oberer Wert) bis 40 (unterer Wert) Mt CO ₂ /yr
Speicherung	Geologische Speicherung ^a	0,5 ... 8 US-\$/tCO ₂ (netto verbraucht)	Ohne potenzielle Erträge aus EOR oder ECBM.
	Geologische Speicherung Monitoring und Verifikation	0,1 ... 0,3 US-\$/tCO ₂ (verbraucht)	Beinhaltet Vorbereitung, Verbringung und nachgelagertes Monitoring, abhängig von den Regulierungsanforderungen
	Ozeanische Speicherung	5 ... 30 US-\$/tCO ₂ (netto verbraucht)	Einschl. Offshore-Transport von 100-500 km, ohne Monitoring und Verifikation
	Mineralische Karbonisierung	50 ... 100 US-\$/tCO ₂ (netto mineralisiert)	Bandbreite für Best Case, beinhaltet zusätzlichen Energieverbrauch für Karbonisierung
Anmerkung: a) langfristig möglicherweise zusätzliche Kosten für Sanierung und Haftung			

Quelle: IPCC (2005)

CCS-Systeme könnten vor allem hinsichtlich der CO₂-Speicherung zu Risiken führen. Globale Risiken resultieren aus einer möglichen Freisetzung eines Teils des eingelagerten CO₂ in die Atmosphäre, was wiederum zur globalen Erwärmung beitrüge. Bei der Wahl des Lagerstandorts muss davon ausgegangen werden, dass das einzulagernde CO₂ 100 bis 1000 Jahre in den Deponien verbleiben sollte. Hinsichtlich lokaler Risiken könnte eine plötzliche und rasche Freisetzung von CO₂ z.B. durch Lecks oder Korrosion menschliches Leben und Gesundheit gefährden. Allmähliches und diffuses Aus-

treten schädigte Grundwasser und Ökosysteme oder führte zur Versauerung von Böden. Viele derartige Risiken könnten durch Auswahl und entsprechende Konstruktion geeigneter Lagerungsstandorte sowie umfassende Überwachungs- und Sanierungsmaßnahmen begrenzt werden. Obwohl die oben genannten Risiken nicht unterschätzt werden sollten, bestehen also einige Möglichkeiten zur Reduzierung des Gefahrenpotenzials.

Trotzdem müssen noch zahlreiche Probleme gelöst werden, bevor CCS als effektive Option für eine ambitionierte Emissionsreduktion etabliert werden kann. Abgesehen von den Problemen der Sicherheit sowie technologischer und ökonomischer Natur sind noch solche bezüglich Haftungen, Eigentums- und anderen Rechten sowie der Überwachung und Verifizierung zu lösen, bis CCS als effektive Minderungsoption betrachtet werden kann.

Die Einschätzungen der CCS-Potenziale zur globalen Emissionsreduktion unterscheiden sich für den Zeithorizont der kommenden fünf Jahrzehnte beträchtlich. Das IPCC (2005) weist darauf hin, dass der Einsatz von CCS überwiegend erst in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts zum Tragen kommen wird. Im Gegensatz dazu sieht der WBGU (2004) für 2050 bereits einen signifikanten jährlichen Beitrag von CCS zur Emissionsreduktion ($> 15 \text{ Gt CO}_2$). Pacala/Socolow (2004) gehen von einer Emissionsreduktion von $3,7 \text{ Gt CO}_2$ bei mit CCS ausgerüsteten kohlegefeuerten Grundlastkraftwerken mit einer Kapazität von 800 MW und bei gasbetriebenen Grundlastkraftwerken mit einer Kapazität von 1.600 MW für die Mitte dieses Jahrhunderts aus.

Wenn die technische Entwicklung massiv vorangetrieben wird, die noch ausstehenden Probleme (Zuverlässigkeit von Reservoirs, Infrastrukturen, rechtliche Fragen usw.) gelöst werden können und eine gesellschaftliche Akzeptanz für CCS erreicht wird, könnte CCS 2050 mit mehreren Milliarden Tonnen CO_2 zur Emissionsreduktion beitragen. In einer Frühphase werden CCS-Anlagen in den Industrieländern etabliert; ihre weltweite Verbreitung wird von zahlreichen Faktoren abhängen (Infrastruktur, institutionelle Kapazitäten etc.). Es sollte jedoch berücksichtigt werden, dass CCS bislang noch zu den in der Entwicklungsphase befindlichen Optionen der Emissionsreduktion zählt, auch wenn das System zum Teil auf ausgereiften Komponenten beruht.

5.7 Zusammenfassung

Dass eine einzelne Minderungsoption für sich genommen nicht ausreichen wird, um die zur Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen in der Atmosphäre notwendigen Emissionsreduktionen auf einem Niveau zu erreichen, das die globale Erwärmung auf ein erträgliches Maß begrenzt, ist innerhalb der Klimadebatte allgemein anerkannt. Weitaus schwieriger und kontroverser ist die Frage, ob auf einzelne Optionen aus dem Maßnahmenkatalog verzichtet werden kann.

Wenn man von einer zu schließenden Lücke zwischen dem Business-as-usual-Trend für CO₂-Emissionen und der notwendigen Emissionsreduktion (die zum Beispiel von der 2°C-Leitplanke bestimmt wird) im Bereich von 25 bis 40 Gt CO₂ für den Zeithorizont 2050 ausgeht, dann zeigen überschlägige Schätzungen für die verschiedenen Minderungsoptionen folgende Resultate:

- etwa 5 Gt CO₂ für eine Ausweitung der nuklearen Stromerzeugung bis zum Dreifachen der derzeitigen Kapazitäten;
- etwa 4 Gt CO₂ für eine verbesserte Energieeffizienz von Gebäuden;
- etwa 5 Gt CO₂ für eine verbesserte Energie- und Materialeffizienz in der Industrie;
- etwa 7 Gt CO₂ für eine verbesserte Energieeffizienz im Transportsektor;
- etwa 2 Gt CO₂ für eine verbesserte Effizienz im Energiesektor (noch ohne Brennstoffwechsel);
- etwa 3,6 Gt CO₂ für den Brennstoffwechsel (Kohle zu Gas) im Elektrizitätssektor;
- etwa 15 Gt CO₂ (oder mehr) für erneuerbare Energien (im Elektrizitäts- und Wärmesektor);
- zwischen 4 und 10 Gt CO₂ für CO₂-Abtrennung und -speicherung.

Insgesamt könnten bis 2050 Emissionsminderungsoptionen von 45 bis 55 Gt CO₂ (verglichen mit der Option Business-as-usual) verfügbar sein. In diesem Rahmen kann der Beitrag der Atomenergie selbst für einen sehr ehrgeizigen Emissionsreduktionspfad nicht als unabdingbar angesehen werden. Allerdings bestehen einige Unsicherheiten, Risiken und Interaktionen für alle Optionen.

- Obwohl globale Erwärmung und Atomkraft unterschiedliche Risikostrukturen aufweisen, besteht die hauptsächliche Spannung zwischen diesen beiden Herausforderungen. Wenngleich für einzelne Optionen (von erneuerbaren Energien bis zu CCS) einige Risiken für Gesundheit und Ökosysteme verbleiben, weist keine andere Minderungsoption solche Risiken für Gesundheit, Ökosysteme, soziale und wirtschaftliche Systeme auf, wie sie für die Atomenergie unterstellt werden müssen.
- Im Gegensatz zu erneuerbaren Energien und CCS hat die Atomenergie zumindest für die nahe Zukunft noch einen starken Anker im derzeit bestehenden System der Stromversorgung. Erneuerbare Energien und CCS erfordern eine fundamentale Veränderung des Elektrizitätssystems: neue Basistechnologien, signifikant veränderte geographische Struktur, Netzintegration etc. Wenn jedoch die Atomkraft wesentlich zur Emissionsreduktion beitragen soll, würde dies in zwei oder drei Jahrzehnten bedeutende Veränderungen in der Technologiekette erfordern: z.B. Wiederaufbereitung und Brütertechnologie. Bezüglich der Frage, ob dies überhaupt machbar wäre, bestehen jedoch noch sehr viele Unsicherheiten. Die Veränderungen in der gesamten technologischen Kette der Atomkraft erfordern langfristige Vorbereitungsmaßnahmen (vom Bergbau bis zur Abfallentsorgung). Unbeantwortet bleibt die Frage, ob alle Teile der technologischen Kette rechtzeitig entwickelt werden könnten.
- Die Anforderungen, die sich aus einem signifikanten Anteil von erneuerbaren Energien und CCS am Stromversorgungssystem durch erhöhte Flexibilität, Integration von Dezentralisierung und Zentralisierung, Umgang mit intermittierender Stromerzeugung, Verbesserung der Infrastruktur für Elektrizität und CO₂ ergeben, könnten mit den Anforderungen einer ausgeweiteten Atomkraftnutzung wie große Einheiten, zentralisierte Netzstrukturen und geringe Flexibilität in Konflikt kommen.
- Die einzigen Minderungsoptionen mit bereits starker Verankerung im Stromversorgungssystem sind die Brennstoffumstellung und die verbesserte Effizienz im Energiesektor (einschließlich der Kraft-Wärme-Kopplung). Obwohl deren Beitrag im Zeitverlauf begrenzt ist, könnten diese beiden Optionen am Beginn der Umwandlung des Elektrizitätssystems eine Schlüsselrolle spielen.
- Die ökonomisch gesehen effektivsten Minderungspotenziale, also die verschiedenen Wege zur Verbesserung der Energieeffizienz,

erfordern umfassende politische Interventionen wegen der mannigfachen Hindernisse für die Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen. Eine andere Situation ergibt sich im Energiesektor: Ein ausreichendes Niveau der CO₂-Preise und geeignete Emissionshandelspläne etc. könnten die notwendigen Maßnahmen in Gang setzen.

- Mittelfristige Optionen zur Emissionsminderung wie erneuerbare Energien und CCS können mit der Atomenergie nicht konkurrieren, wenn deren externe Kosten wie Haftung und Versicherung, Stilllegungsfonds etc. nicht angemessen in den Preis einfließen oder wenn andere Verzerrungen bestehen, z.B. direkte oder indirekte Subventionen. Wenn die Atomkraft in den nächsten Jahrzehnten mehr als stagnieren soll – andernfalls wäre ihr Beitrag zur Emissionsreduktion unbedeutend –, wird sie sich mit erheblichen ökonomischen Herausforderungen wegen der notwendigen Veränderungen in der technologischen Kette konfrontiert sehen. Auch aus dieser Perspektive könnte sich der nukleare Weg als Holzweg erweisen.
- Falls sich in einer Atomkraftanlage (einschließlich Anreicherungs-, Wiederaufbereitungs- und Entsorgungseinrichtungen) ein oder mehrere katastrophale Unfälle ereignen sollten, wäre die Akzeptanz für den nuklearen Weg in kürzester Zeit verwirkt. Wenn Atomkraft einen signifikanten Beitrag zur Emissionsreduktion leisten soll, könnte sich dieser Fall für die Klimapolitik als katastrophal erweisen.

6 Schlüsselstrategien: Eine Fallstudie zu Deutschland

Mit Blick auf die Optionen und Strategien zur Emissionsreduktion für ein hoch industrialisiertes Land hat die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestags eine Modellstudie in Auftrag gegeben, um unterschiedliche Strategien zur Erreichung einer CO₂-Emissionsreduktion von 80 Prozent (in Relation zum Niveau von 1990) bis zum Jahr 2050 zu untersuchen (EK 2002). Das Hauptziel dieser Studie war, die Strukturen des Energiebedarfs und ihre Implikationen im Rahmen einer ehrgeizigen Klimapolitik festzustellen. In der Analyse wurden vier unterschiedliche Szenarios entwickelt (die auch einer umfassenden Sensibilitätsanalyse unterworfen wurden):

- In einem „Referenz-Szenario“ wurden die bestehenden Vorgehensweisen und Maßnahmen fortgeführt und keine ambitionierete Klimapolitik für den Zeithorizont nach 2012 vorausgesetzt.
- In einem Szenario „REG/REN-Offensive“ sollte das Ziel einer 80prozentigen CO₂-Emissionsreduktion ohne Kohlenstoffabtrennung und -speicherung oder Atomenergie erreicht werden (ausgehend vom derzeitigen stufenweisen Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie).
- In einem Szenario „Umwandlungseffizienz“ wurde die Option CO₂-Abtrennung und -speicherung zusätzlich ermöglicht.
- In einem Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ wurde die Option Atomenergie zusätzlich zu allen anderen Minderungsoptionen zugelassen.

Die Modellstudie wurde mit unterschiedlichen Simulations- und Optimierungsmodellen durchgeführt, um aussagekräftige Resultate zu erhalten. Abbildung 7 gibt einen Überblick über die Ergebnisse.

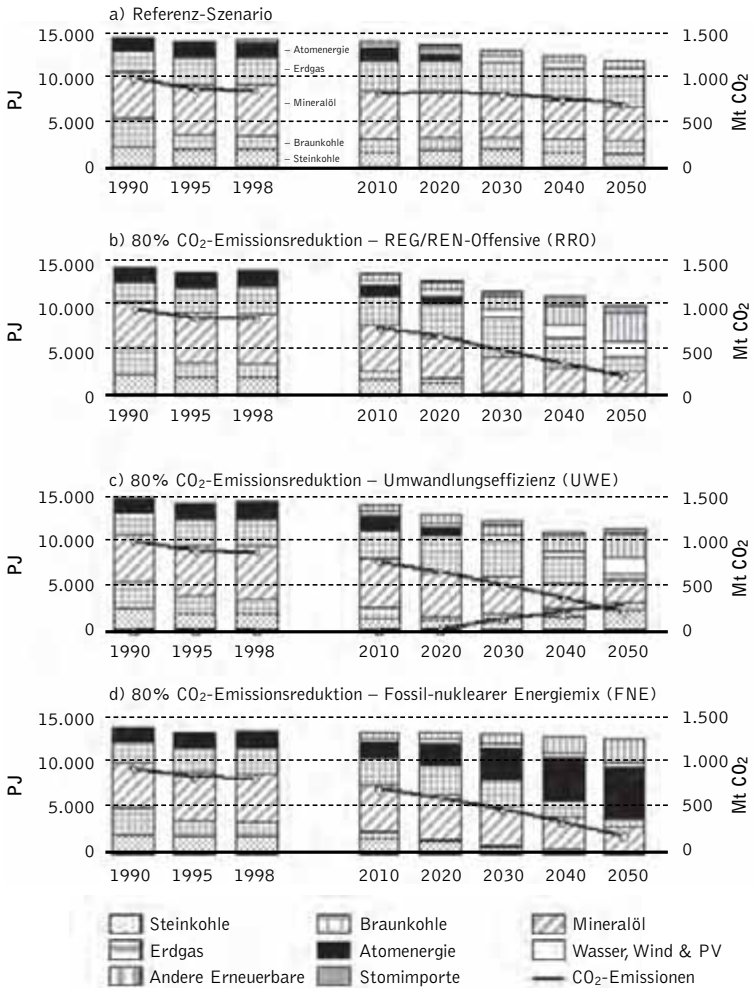
Im Business-as-usual-Fall ist ein leichter Rückgang des Primärenergieverbrauchs zu verzeichnen, die CO₂-Emissionen würden auf ein Niveau von 29 Prozent unter jenem von 1990 sinken und einen zusätzlichen Emissionsrückgang von etwa 10 Prozent im Vergleich zum Niveau von 1998 erbringen. Die Struktur der Primärenergie bleibt mit einer Abnahme des Mineralölverbrauchs und einer leichten Zunahme der erneuerbaren Energien mehr oder weniger konstant. Diese Entwicklungstrends resultieren aus den demographischen Trends und der autonomen Verbesserung der Energieeffizienz der Volkswirtschaft.

Sollte auf der Basis verbesserter Energieeffizienz und einer Zunahme des Anteils der erneuerbaren Energien eine Emissionsreduktion von 80 Prozent (in Relation zum Niveau von 1990) erreicht werden, so würde der Primärenergieverbrauch signifikant abnehmen. Im Vergleich mit dem Referenz-Szenario würden sich die Energieeffizienz-Effekte auf 13 Prozent belaufen. Etwa 48 Prozent des gesamten Primärenergieaufkommens würde von erneuerbaren Energien gedeckt; vor allem Biomasse und Windkraft würden signifikante Beiträge leisten. Der Einsatz von Stein- und Braunkohle wäre bis 2030 stufenweise abgebaut, der von Erdgas und Mineralöl würde drastisch zurückgehen. Jedoch würden Erdgas und Öl im Jahr 2050 noch immer 40 Prozent der gesamten Primärenergieversorgung abdecken. Dies ist erwähnenswert, da sich wegen der geographischen

Lage Deutschlands Elektrizitätsimporte aus Regionen mit einem attraktiveren Potenzial zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf 9 Prozent der gesamten Primärenergieversorgung belaufen würden.

Abbildung 7

Primärenergieversorgung und Kohlendioxidemission, Szenarios aus der Fallstudie zu Deutschland



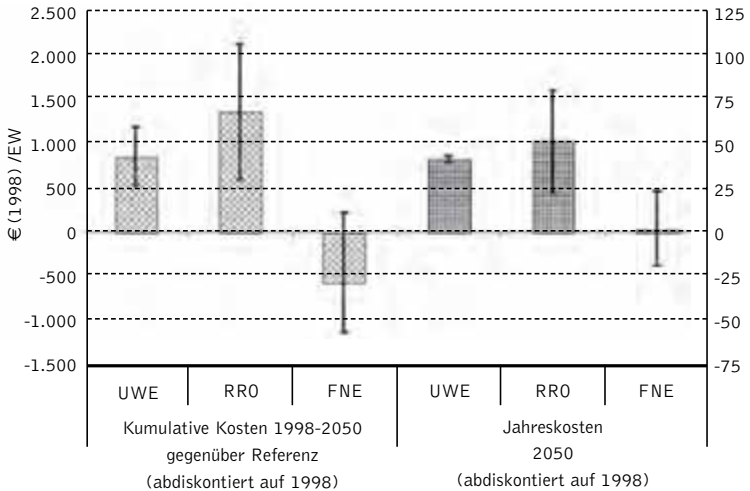
Würde man CCS als Minderungsoption mit einbeziehen, so würde sich eine deutlich andere Struktur des Primärenergieaufkommens ergeben. Obwohl große Anstrengungen unterstellt werden, um die Energieeffizienz in den Endverbrauchssektoren zu verbessern, liegt das Niveau der gesamten Primärenergieversorgung nur 4,5 Prozentpunkte unter dem des Referenz-Szenarios. Dies ist hauptsächlich auf den zusätzlichen, aus dem CCS-Verfahren resultierenden Energiebedarf zurückzuführen, das ab 2030 stufenweise eingeführt wird und 2050 etwa 260 Mt CO₂ vermeiden könnte. Allerdings wächst auch in diesem Szenario der Anteil der erneuerbaren Energien beträchtlich an; bis 2050 erreicht er 38 Prozent. Der Fokus auf CCS macht den Einsatz von Kohle für die Energieerzeugung wieder attraktiv, sobald dieses Verfahren verfügbar ist. Der Anteil des Erdgases in der gesamten Primärenergiestruktur wird zum Großteil durch Energieeffizienz und erneuerbare Energie ersetzt.

Wenn sich die Emissionsreduktionsstrategie hauptsächlich auf Atomkraft konzentriert, wird diese die Primärenergiestruktur im Jahr 2050 dominieren. Die Atomenergie würde die Kohle voll ersetzen, und CCS wäre nicht konkurrenzfähig. Dagegen werden einige erneuerbare Energien attraktiv sein (hauptsächlich Biomasse und etwas Windkraft) und einen Anteil von 23 Prozent abdecken. Das Niveau des Primärenergieaufkommens liegt über dem des Referenz-Szenarios. Das ist hauptsächlich auf die energiestatistische Umrechnung von Elektrizität in Primärenergie mit dem niedrigen Konversionsfaktor von 33 Prozent zurückzuführen (ist also diesbezüglich ein statistisches Artefakt), aber auch darauf, dass keine weiteren (politischen) Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz im Energie- und Endverbrauchssektor vorausgesetzt wurden. Mineralöl und Erdgas spielen in diesem Szenario nur eine Nebenrolle; der Transportsektor wurde mehr oder weniger vollständig auf in Atomkraftwerken produzierten Wasserstoff umgestellt.

Wie die Szenarioanalyse zeigte, hängt die Strategie der Emissionsreduktion nicht sehr stark von den Potenzialen der verschiedenen Maßnahmenbündel ab. Abgesehen vom Nuklearszenario (zu dem ernsthafte Fragen gestellt werden könnten, ungeachtet dessen, ob eine solche Entwicklung machbar ist oder nicht) ermöglicht die Vielzahl der Minderungsoptionen unterschiedliche Strategien. In anderen Worten, das Portfolio für eine 80prozentige Emissionsminderung bis 2050 ist umfassender als notwendig.

Abbildung 8

Kumulative und jährliche Pro-Kopf-Kosten für die verschiedenen Szenarios



Quelle: EK (2002)

Hinsichtlich der Kosten der Szenarios (Abb. 8) lassen sich zwei wesentliche Ergebnisse festhalten. Erstens bestehen für die Szenarios verschiedene und signifikante Unsicherheiten. Aufgrund der vielfältigen Technologien, die in dem Szenario mit Fokus auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien zur Verwendung kommen (RRO), ist die Kostenspanne breiter als für jene Szenarios, in denen einzelne Technologien eine dominantere Rolle spielen. Zweitens sind die Minderungskosten verglichen mit den gesamten Systemkosten nicht zu vernachlässigen, aber noch immer auf einem akzeptablen Niveau. Im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt (BIP – absolut) erreichen die Minderungskosten 2050 ein Niveau von maximal 2 Prozent. Die Einschätzung des Nuklearszenarios (FNE) hängt größtenteils von den Annahmen über die zukünftigen Kosten der Atomtechnologien ab. Wenn die Analyse auf eher „optimistischen“ Annahmen beruht, ist der Einsatz der Atomenergie attraktiv. Wählt man hingegen eher „pessimistische“ Kostenparameter, dann könnten die Kosten mit den anderen Szenarios vergleichbar sein. Wenn man jedoch zusätzlich zur Herausforderung des Klimawandels auch

die externen Kosten der Atomenergie mit in Betracht zieht (bei denen eine breite Spanne von Mutmaßungen und kein Konsens existiert), dann schrumpfen die Kostenunterschiede zwischen dem Nuklear- und den anderen Szenarios stark oder führen zu Kostenvorteilen für die nicht nuklearen Szenarios.

Wenngleich nicht alle Resultate der Modellstudie zu Deutschland auf andere Länder oder Regionen bezogen werden können und für diese Arten von Langzeit-Projektionen viele Unsicherheiten und Sensitivitäten bestehen, lassen sich daraus doch einige wichtige Erkenntnisse ziehen:

- Es besteht eine Vielzahl von Minderungsoptionen, um Strategien für ehrgeizige Emissionsreduktionspfade zu entwerfen. Energieeffizienz und erneuerbare Energien werden in jeder Strategie eine Rolle spielen; es gibt keinen Grund, die Option Atomenergie als unabdingbar anzusehen.
- Die Kosten für ehrgeizige Emissionsreduktionsziele sind nicht zu vernachlässigen, doch mit weniger als 2 Prozent des BIP im Jahr 2050 bewegen sie sich auf einem Niveau, das im Vergleich zu den Kosten der globalen Erwärmung akzeptabel ist.
- Neben dem Risiko der globalen Erwärmung und den Kosten der Emissionsminderung sind auch noch andere Risiken in Betracht zu ziehen. Es besteht jedoch genügend Freiraum, um eine Strategie zur umfassenden Risikominimierung zu implementieren.

Die laufende Debatte über die Höhe der externen Kosten der globalen Erwärmung wie auch der Atomenergie zeigt, dass die Bewertung des Problems von zentralen Wertentscheidungen abhängig ist. Eine Strategie zur Risikominimierung mit ehrgeizigen Emissionsreduktionszielen und der Ausstieg aus der Atomenergie sind hinsichtlich der Potenziale machbar und hinsichtlich der Kosten akzeptabel. Falls die Atomenergie zu einer solchen Strategie einen signifikanten Beitrag leistet, wird ihre besondere Risikostruktur ehrgeizige Klimastrategien weniger robust und innovativ machen.

7 Schlussfolgerungen

Die globale Erwärmung ist wahrscheinlich eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts. Das Ausmaß der potenziellen Schäden und die langfristigen Auswirkungen und Reaktionen bilden eine spezielle Risikostruktur (Typ „Kassandra“). Jedoch ist der Klimawandel nicht das einzige Risiko für die Gesundheit, die Ökosysteme, die sozialen Strukturen und die Ökonomie. Die möglichen Konsequenzen der Atomenergie – z.B. katastrophale Unfälle, Abfallentsorgung, Proliferation – bilden eine andere Risikostruktur (Typ „Damokles“), sollten jedoch ebenfalls bedacht werden. Dass eine einzelne Minderungsoption für sich genommen nicht ausreichen wird, um die zur Stabilisierung der Treibhausgas-Konzentrationen in der Atmosphäre notwendigen Emissionsreduktionen auf einem erträglichen Niveau zu gewährleisten, ist innerhalb der Klimadebatte allgemein anerkannt. Weitaus schwieriger und kontroverser ist die Frage, ob auf einzelne Optionen des Maßnahmenkatalogs verzichtet werden kann. Eine Analyse der Interaktionen der verschiedenen Minderungsoptionen zeigt, dass sich, abgesehen von der Tatsache, dass die Atomenergie für ehrgeizige Emissionsreduktionsstrategien ohnehin nicht notwendig ist, der nukleare Weg als falsch erweisen und sogar kontraproduktive Effekte entfalten könnte:

- Einige Anforderungen hinsichtlich Infrastruktur und Flexibilität des Elektrizitätssystems aus erneuerbaren Energien und CCS könnten mit den Anforderungen der Stromerzeugung aus Atomkraft, die beträchtlich erweitert werden müsste, in Konflikt kommen.
- Während für erneuerbare Energien und CCS mittelfristig Lerneffekte und Kostenreduktionen angenommen werden können, kommen auf die Atomenergie in diesem Zeitrahmen zusätzliche Kostenbelastungen zu, falls die technologische Kette der Atomenergie wegen Ressourcen- und Entsorgungsproblemen zum Beispiel grundlegend umgestaltet werden muss.
- Die wichtigsten Beiträge zu ambitionierten Emissionsreduktionen aus der Perspektive der Kosteneffizienz müssen von einer starken Verbesserung der Energieeffizienz im Energie- und Endverbrauchssektor geleistet werden. Aufgrund vielfacher Hindernisse und Barrieren sind zur Entwicklung dieser Potenziale langfristige politische Anstrengungen notwendig. Die Kontroverse über die Atomkraft verschleiert diese Notwendigkeit häufig.

Angesichts dieser komplexen Interaktionen sind sorgfältige kurz-, mittel- und langfristige Strategien notwendig und auch möglich. Wenn auf die Atomenergie auch kurzfristig verzichtet werden mag, sollte man sich im Elektrizitätssektor für die nächsten zwei bis drei Jahrzehnte auf die Brennstoffumstellung von Kohle auf Gas konzentrieren und diese mit großen Anstrengungen bei der Verbesserung der Energieeffizienz in den Energie- und Endverbrauchssektoren kombinieren. Diese Strategie kann als Brücke bis zu dem Zeitraum angesehen werden, in der einerseits Lerneffekte bei den erneuerbaren Energien deren Kosten signifikant gesenkt haben und andererseits Anstrengungen in Forschung und Entwicklung im Bereich CCS Resultate zeigen. Die hier präsentierte Analyse zeigt, dass eine allgemeine Strategie zur Risikominimierung gestaltet und umgesetzt werden kann. Ehrgeizige Emissionsreduktionsziele können mit und ohne Atomkraft zu Kosten erreicht werden, die die Möglichkeiten moderner Gesellschaften nicht übersteigen. Für die notwendige fundamentale Transformation des globalen Energiesystems durch eine innovative und robuste Klimastrategie ist der Verzicht auf Atomkraft hilfreich.

Literatur

- Blasing, T. J. und Jon, S. (2005): Current Greenhouse Gas Concentrations. Updated February 2005. Carbon Dioxide Information Analysis Center. Oak Ridge National Laboratory
(http://cdiac.esd.ornl.gov/pns/current_ghg.html)
- Ecofys (2004): Options for the second commitment period of the Kyoto Protocol. Report for the German Federal Environmental Agency. Cologne, November 2004.
- EK (Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages) (2002): Bericht der Enquete-Kommission. Bundestags-Drucksache 14/9400.
- Ewers, H.-J. und Rennings, K. (1991): Die volkswirtschaftlichen Kosten eines Super-GAUs in *Biblis. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht*, 4/1991, S. 379-396.
- Ewers, H.-J. und Rennings, K. (1994): Economics of Nuclear Risks – A German Study. In: Hohmeyer/Ottinger: Social Costs of Energy – Present Status and Future Trends. Proceedings of an international Conference, Racine, Wisconsin, September 8-11, 1992.
- Frogatt, A. (2005): Nuclear Reactor Hazards. *Nuclear Issues Paper No. 2*. Berlin.
- Hare, B. und Meinshausen, M. (2004): How much warming are we committed to and how much can be avoided? *PIK-Report Nr. 93*. Potsdam.
- ICCEPT (Imperial College Centre for Energy Policy and Technology) (2002): Assessment of Technological Options to Address Climate Change. A Report for the Prime Minister's Strategy Unit. London, December 20, 2002.
- IEA (Internationale Energieagentur) (2000): Experience Curves for Energy Technology Policy. Paris.
- IEA (2004a): World Energy Outlook 2004. Paris.
- IEA (2004b): Prospects for CO₂ Capture and Storage. Paris.
- IEA (2005a): Electricity Information 2005. Paris.
- IEA (2005b): Legal Aspects of Storing CO₂. Paris.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2000): Special Report Emissions Scenarios. Cambridge.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2001): Climate Change 2001: Mitigation. A Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2005): IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Cambridge.
- Jochem, E. (2000): Energy End-Use Efficiency. In: UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy Assessment. New York, S. 173-217.
- Kreusch, J.; Neumann, W.; Appel, D.; Diehl, P. (2005): The nuclear fuel cycle. *Nuclear Issues Paper No. 3*. Berlin.
- Lovins, A.B. (2005): Nuclear power: economics and climate-protection potential. Rocky Mountain Institute
(www.rmi.org/sitepages/pid171.php@E05-08)

- Marland, G.; Boden, T.A.; Andres, and R. J. (2005): Global, Regional, and National CO₂ Emissions. In Trends: A Compendium of Data on Global Change. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A.
- Meinshausen, M. (2005): On the risk of overshooting 2°C. Scientific Symposium „Avoiding Dangerous Climate Change“ Exeter, Met Office, UK, 2 February 2005.
- Meinshausen, M.; Hare, B.; Wigley, T.M.L.; van Vuuren, D.; den Elzen, M.G.J. und Swart, R. (2005): Multi-gas emissions pathways to meet climate targets. Climatic Change. Noch unveröffentlicht.
- Nassauer, O. (2005): Nuclear energy and proliferation. *Nuclear Issues Paper No. 4*. Berlin.
- NERAC (Nuclear Energy Research Advisory Committee) (2002): A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems. Washington, DC.
- Pacala, S. und Socolow, R. (2004): Stabilization Wedges: Solving the Climate Problem for the Next 50 Years with Current Technologies. *Science* 305 (2004), S. 968-972.
- Pehnt, M.; Cames, M.; Fischer, C.; Praetorius, B.; Schneider, L.; Schumacher, K.; Voß, J.-P. (2005): Micro Cogeneration. Towards decentralized energy systems. Berlin/Heidelberg.
- Price, R.R.; Blaise, J.R.; Vance, R.E. (2004): Uranium production and demand. Timely mining decisions will be needed. *NEA News* 2004 – No. 22.1.
- Rogner, H.-H. (2000): Energy Resources. In: UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy Assessment. New York, S. 135-171.
- Rothwell, G. und van der Zwaan, B. (2003): Are light-water reactor energy systems sustainable? *The Journal of Energy and Development* 29 (2003) No. 1, S. 65-79.
- Sailor, W.C.; Bodansky, D.; Braun, C.; Fretter, S., and van der Zwaan, B. (2000): A Nuclear Solution to Climate Change? *Science* 288 (2000), S. 1177-1178.
- Schratzenholzer, L.; Miketa, A.; M Riahi, K.; Roehrl, R.A. (2004): Achieving a Sustainable Global Energy System. Identifying possibilities using long-term Energy Scenarios. ESRI Studies on the Environment, Cheltenham: Edgar Elgar.
- Shell (2002): Energy Needs, Choices and Possibilities Scenarios to 2050. Scenarios to 2050. Shell International.
- Thomas, S. (2005): The economics of nuclear power. *Nuclear Issues Paper No. 5*. Berlin.
- Turkenburg, W.C. (2000): Renewable Energy Technologies. In: UNDP/UNDESA/WEC: Energy and the Challenge of Sustainability. World Energy Assessment. New York, S. 219-272.
- UNDP (United Nations Development Programme)/UNICEF (United Nations Children's Fund) (2002): The Human Consequences of the Chernobyl Nuclear Accident. A Strategy for Recovery. A Report Commissioned by UNDP and UNICEF with the support of UN-OCHA and WHO. New York.
- van der Zwaan, B. und Rabl, A. (2004): The learning potential of photovoltaics: implications for energy policy. *Energy Policy* 32 (2004), S. 1545-1554.

- van der Zwaan, B.C.C. (2002): Nuclear energy: Tenfold expansion or phase-out? *Technological Forecasting & Social Change* 69 (2002), S. 287-307.
- WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) (2000): Strategies for Managing Global Environmental Risks. Berlin/Heidelberg.
- WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) (2003): Climate Protection Strategies for the 21st Century: Kyoto and beyond. Special Report. Berlin.
- WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen) (2004): Towards Sustainable Energy Systems. London.

ABKÜRZUNGEN

ASME	American Society of Mechanical Engineers
BAU	business as usual
C	Kohlenstoff
CCS	carbon capture and storage (CO ₂ -Abtrennung und -speicherung)
CO ₂	Kohlendioxid
DWR	Druckwasserreaktor
ECBM	enhanced coalbed methane recovery
EJ	Exajoule (Trillion Joule; z.B. 3,6 Exajoule = 1000 Terawattstunden (TWh) = 1 Billion Kilowattstunden (kWh))
EOR	enhanced oil recovery
GDP	gross domestic product (BIP: Bruttoinlandsprodukt)
GGR	Gasgekühlter Reaktor
Gt	Gigatonnen (Milliarden Tonnen)
GWP	global warming potential
HTGR	Hochtemperaturreaktor
HWR	Schwerwassermoderierter Reaktor (einschließlich CANDU) (Heavy Water Reactor)
IEA	Internationale Energieagentur
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KTA	Kerntechnischer Ausschuss
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
mSv	Millisievert
Mt	Megatonnen (Millionen Tonnen)
MW	Megawatt (= 1000 kW = 1 Million Watt)
MWd	Megawatttag (= 24.000 kWh)
MWd/t	Megawatttag je Tonne
MWe	Megawatt elektrisch (elektrische Leistung eines Atomkraftwerks)
MWth	Megawatt thermisch (Gesamtleistung eines Atomreaktors)
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PJ	Petajoule (1 PJ = 1 Billiarde Joule)
PMBR	Kugelhafenreaktor (Pebble Bed Modular Reactor)
ppm	parts per million
ppt	parts per trillion

RBMK	Russischer graphitmoderierter Siedewasser-Druckröhrenreaktor (reaktor bolshoi moschtschnosti kipjaschtschij)
R&D	research and development (Forschung und Entwicklung)
SFR	Schneller Brüter
SO ₂	Schwefeldioxid
SWR	Siedewasserreaktor
t	metrische Tonne
TWh	Terawattstunden (Milliarden Kilowattstunden)
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change (Klimarahmenkonvention)
yr	year (Jahr)
W	Watt
WWER	Russischer DWR (Wasser-Wasser-Energieraktor)

KURZBIOGRAPHIEN

Detlef Appel studierte Geologie in Hannover und Wien. Von 1971 bis 1981 war er wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Hannover, wo er 1979 promovierte. Seit 1981 ist er als selbständiger Berater und Gutachter im Bereich „Umweltbezogene Geowissenschaften“ tätig. Seine Arbeitsschwerpunkte sind konzeptioneller und objektbezogener Grundwasser- und Bodenschutz, Umweltverträglichkeits-Beurteilungen, Deponiestandorte, Altlasten und Endlagerung radioaktiver Abfälle.

Peter Diehl beschäftigt sich seit 1982 mit den Problemen der Uranergewinnung, seit er sich bei einer regionalen Umweltgruppe gegen die Erschließung eines neuen Uranabbaugebietes in Südwestdeutschland engagierte. Seit 1995 leitet er das Uranprojekt des World Information Service on Energy (WISE), eine in Amsterdam ansässige Nichtregierungsorganisation, die ein Netzwerk von Anti-Atomgruppen aus der ganzen Welt koordiniert.

Antony Froggatt arbeitet seit 1997 als unabhängiger Energie-Berater, speziell zu Energie- und Atomangelegenheiten für die EU und ihre Nachbarstaaten. Er verfasste verschiedene Berichte und Aufsätze über die Energiepolitik der EU für diverse Organisationen, darunter die *Financial Times*, die Grünen im Europäischen Parlament, Eurosafe (französische und deutsche Regulierungsbehörde), Greenpeace International, Friends of the Earth und WWF. Außerdem hat er intensiv mit Umweltgruppen in Osteuropa zusammengearbeitet und sie beim Aufbau eines Netzwerks für effiziente Energienutzung unterstützt. Bevor er sich selbständig machte, arbeitete Froggatt neun Jahre als Koordinator der Anti-Atomkampagnen von Greenpeace International.

Jürgen Kreusch, Jahrgang 1952, Studium der Geologie in Marburg und Hannover, Schwerpunkte Geophysik, Ingenieur- und Hydrogeologie, ist seit 1980 Mitarbeiter der Gruppe Ökologie e.V. und dort gutachterlich und beratend tätig. Seine Schwerpunkte sind Deponierung radioaktiver und chemisch-toxischer Abfälle. Seit 1988 ist er zusätzlich einer der beiden Geschäftsführer der *intac GmbH*, einer Gesellschaft für Beratung, Konzepte und Gutachten zu Technik und Umwelt.

Felix Chr. Matthes ist Diplom-Ingenieur und promovierter Politikwissenschaftler. Nachdem er jahrelang in der Industrie tätig war, arbeitet er seit 1991 im Berliner Büro des Freiburger Öko-Instituts. Er publizierte eine Reihe von Studien zu nationaler und internationaler Energie- und Klimapolitik und ist in der Politikberatung auf nationaler und europäischer Ebene tätig. In den Jahren 2000 bis 2002 war er wissenschaftliches Mitglied der Kommission „Nachhaltige Energie im Rahmen der Globalisierung und Liberalisierung“ der deutschen Bundesregierung.

Otfried Nassauer, geboren 1956, studierte Theologie und gründete das Berlin Information Center for Transatlantic Security (BITS), das er seit 1991 leitet. Seit mehr als zwanzig Jahren arbeitet er als freier Journalist im Bereich militärischer und internationaler Sicherheitsangelegenheiten. Otfried Nassauer publizierte unter anderem zu Atomwaffen, NATO-Politik, europäische Sicherheit, Militärtechnologie, Waffenkontrolle, Waffenhandel, Landminen, Kleinwaffen und Sicherheitspolitik in Deutschland. Darüber hinaus arbeitet er als Kommentator und Experte zu den Themen Sicherheitspolitik und Waffenkontrolle für verschiedene Fernseh- und Radiosender. Er ist Herausgeber und Autor zahlreicher Bücher. Mehr Informationen zu seinen Publikationen sind unter www.bits.de abrufbar.

Wolfgang Neumann ist Physiker. Er arbeitet im Atombereich der Gruppe Ökologie, Institut für ökologische Forschung und Bildung e.V., in Hannover. Als Gutachter bzw. Sachverständiger berät Wolfgang Neumann auf Bundes-, Länder- und kommunaler Ebene Bürgerinitiativen, Umweltschutzverbände, Parlamentsmitglieder, Behörden und Regierungen. In diesem Zusammenhang hat er eine Vielzahl von Studien und Gutachten angefertigt. Seit 1999 ist er Mitglied in den Ausschüssen „Ver- und Entsorgung“ der Reaktor-Sicherheitskommission (RSK) sowie „Strahlenschutz bei Anlagen“ der Strahlenschutzkommission (SSK) des Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Vor diesen Berufungen war er bereits Mitglied der „Strahlenkommission“ des Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.

Gerd Rosenkranz, promovierter Werkstoffwissenschaftler und Diplom-Ingenieur mit Fachrichtung Metallkunde, arbeitete nach einem Aufbaustudium der Kommunikationswissenschaften etwa 20 Jahre als Journalist für überregionale Tages- und Wochenzeitungen; zuletzt bis 2004 fünf Jahre als Redakteur im Hauptstadtbüro des Nachrichtenmagazins *Der Spiegel* mit dem Themenschwerpunkt Umwelt- und Energiepolitik. Seit Oktober 2004 ist er Leiter Politik der Deutschen Umwelthilfe e.V. in Berlin.

Steve Thomas ist Senior Research Fellow der Public Services International Research Unit der Universität Greenwich in London, wo er den Bereich Energieforschung leitet. Seinen Bachelor of Science in Chemie erlangte er in Bristol. Thomas forscht seit mehr als 20 Jahren im Bereich Energiepolitik. Thomas ist Mitglied der Redaktion von *Energy Policy* sowie weiterer energiepolitischer Fachzeitschriften. Er ist Gründungsmitglied eines Netzwerks von Wissenschaftlern in Nordeuropa (REFORM), das die politischen Perspektiven einer Liberalisierung der Energiesysteme untersucht. In den Jahren 2001 und 2002 war er Mitglied eines internationalen Ausschusses, der von der südafrikanischen Behörde für Mineralien und Energie dazu beauftragt war, eine Studie zur technischen und wirtschaftlichen Realisierbarkeit eines Atomreaktors neuer Bauart, des Pebble Bed Modular Reactors, zu erstellen.

Zur Lage der Welt 2005 Globale Sicherheit neu denken

Seit den Anschlägen vom 11. September ist Sicherheit ein weltweites Thema. Sie wird in erster Linie als Schutz vor Terror und Gewalt verstanden, der durch den Einsatz von Militär und die internationale Zusammenarbeit von Polizei und Geheimdiensten gewährleistet werden soll. Der neue Bericht *Zur Lage der Welt* wendet sich den anderen ernsthaften Bedrohungen globaler Sicherheit zu: Klimawandel, Bevölkerungsexplosion, Waffenhandel, Umweltzerstörung und Epidemien. Und er zeigt mögliche Wege der Zusammenarbeit in eine sichere Welt für alle.

Zur Lage der Welt ist ein jährlich erscheinender Report des angesehenen Worldwatch Institute in Washington. Diese Berichte sind seit fast 20 Jahren richtungsweisend in der Diskussion über eine nachhaltige Entwicklung. Das weltweite Ansehen hat sich das Worldwatch Institute durch seine präzisen Analysen, die Aktualität der Themen und nicht zuletzt durch sein Engagement für neue Ansätze und Sichtweisen erworben. Zum dritten Mal erscheint „Zur Lage der Welt“ in Kooperation mit der Heinrich-Böll-Stiftung und Germanwatch. Der vollständige Report wird durch zwei Artikel der deutschen Mitherausgeber über die Sicherheitspolitik der EU sowie das Thema Sicherheit aus der Perspektive der Länder des Südens ergänzt.

Worldwatch Institute (Hrsg.)
in Zusammenarbeit mit der Heinrich-Böll-Stiftung
und Germanwatch:

Zur Lage der Welt 2005 Globale Sicherheit neu denken

Mit einem Vorwort von Michail Gorbatschow
und weiteren Gastbeiträgen von Sunita Narain und Anja Köhne
Verlag Westfälisches Dampfboot

1. Auflage, Münster 2005, zahlreiche Tabellen und Abbildungen,
352 Seiten, Preis: € 19,90, ISBN 3-89691-614-9

ABC der Globalisierung

Alle reden von Globalisierung, aber nur die wenigsten wissen davon mehr. Das *ABC der Globalisierung* will globalisierungskritisches Wissen und wirtschaftliche Alternativen in knapper und eingängiger Form vermitteln. In 102 Stichworten von A wie Armut über G wie Global Governance bis Z wie Zivilgesellschaft erklären 72 Autorinnen und Autoren, wie Globalisierung wirklich funktioniert.

Mit Beiträgen u.a. von Elmar Altvater, Claudia von Braunmühl, Sven Giegold, Ingrid Kurz-Scherf, Claus Leggewie und Werner Rügemer.

Wissenschaftlicher Beirat von attac (Hrsg.)

in Kooperation mit der Heinrich-Böll-Stiftung und der taz:

ABC der Globalisierung

VSA-Verlag, 1. Auflage, Hamburg 2005, 250 Seiten,

Klappenbroschur

Preis: € 10,-

ISBN 3-89965-139-1

König Kunde ruiniert sein Land

Wir wollen gesunde und sichere Lebensmittel – und kaufen das Grillfleisch beim Discounter. Wir beklagen den hohen Spritverbrauch der Autos – und verweigern uns den Sparautos. Wir wollen das Ende der nuklearen Energiewirtschaft – und zahlen unsere Stromrechnung weiter an die Atomkonzerne. Da wundert es nicht, dass die größten Probleme auf den Gebieten Energie, Mobilität und Landwirtschaft durch die Nachfrage der Verbraucher verursacht werden. Der private Konsum ist bislang ein blinder Fleck auf der Karte der Protestbewegungen. Dabei geben die Verbraucher jeden Monat rund 80 Milliarden Euro für ihren Konsum aus. Politik mit dem Warenkorb kann Konzerne dazu zwingen, ihre Politik zu ändern – aber sie schafft es kaum, nachhaltige Entwicklungen in Gang zu setzen. Bernhard Pötter, langjähriger Redakteur für Umwelt und Verbraucherpolitik bei der Berliner *tageszeitung*, beschreibt in seinem Buch das Versagen des Verbrauchers in fast allen Bereichen des täglichen Lebens. Er gibt praktische Tipps für Verhaltensänderungen, die viel bewirken, und macht Vorschläge, wie man Schnäppchenjäger in verantwortungsvolle Konsumenten verwandelt.

Bernhard Pötter

König Kunde ruiniert sein Land

oekom verlag in Zusammenarbeit mit der Heinrich-Böll-Stiftung

1. Auflage, München 2005, 160 Seiten, Preis: € 14,80

ISBN 3-936581-92-4

Zur Lage der Welt 2004

Die Welt des Konsums

Für die Menschen in der westlichen Welt ist Konsum längst eine Selbstverständlichkeit geworden. Er bestimmt weitgehend unseren Alltag und unser Verhalten. Konsum ist der Motor unserer Wirtschaft. Aber er deckt nicht nur unsere wichtigsten Bedürfnisse – auf dem Weg zu Glück und Wohlbefinden ist er vielen längst zum Lebensinhalt geworden, gar zur Sucht: Der Mensch wird zum bloßen Käufer und Verbraucher. Und vergißt, daß dieser Lebensstil Folgen hat, die über das Hier und Heute weit hinausgehen.

Mit diesen Folgen für die Welt und jeden Einzelnen beschäftigen sich die Beiträge des Worldwatch-Reports. Darüber hinaus skizziert der Bericht eine Ökonomie, die mit weniger Konsum funktioniert, und versucht eine Neudefinition vom „Guten Leben“. Der vollständige Report wird durch zwei Artikel der deutschen Mitherausgeber über das Spannungsverhältnis von Konsum und Ökologie sowie das brisante Thema Flugverkehr ergänzt.

Worldwatch Institute (Hrsg.)

in Zusammenarbeit mit der Heinrich-Böll-Stiftung
und Germanwatch:

Zur Lage der Welt 2004

Die Welt des Konsums

Mit einem Grußwort von Renate Künast

Verlag Westfälisches Dampfboot

1. Auflage, Münster 2004, zahlreiche Tabellen und Abbildungen,
348 Seiten, Preis: € 19,90, ISBN 3-89691-570-3

Alle Bücher sind im Handel erhältlich sowie bei der
Heinrich-Böll-Stiftung, Rosenthaler Str. 40/41, 10178 Berlin
Tel. 030-285340, Fax 28534109
E-mail info@boell.de, Internet: www.boell.de

Anregungen für eBook-LeserInnen

Sie finden es vielleicht lästig, ein Buch am Bildschirm zu lesen. Ist das Drucken gesperrt, haben Sie ggf. keine andere Wahl. Die hier vorgestellten Arbeitsmöglichkeiten können das Bildschirmlesen für Sie attraktiv machen.

Denn dieses eBook hat bietet Ihnen insbesondere mit Kommentarwerkzeug des Adobe¹* Reader besondere Möglichkeiten für das Lesen am Bildschirm und die textbezogene Kommunikation über das Internet. Dieser Text konzentriert sich auf drei Themen:

1. Nutzen der Suchfunktion
2. Entnehmen von Text für eigene Zitate
3. Arbeiten mit eigenen Lesezeichen und PDF-Kommentaren

1 Nutzen der Suchfunktion

Die digitale Suche ist ein Vorteil von eBooks gegenüber Papierbüchern.



Die einfachste Möglichkeit schnell ein Stichwort zu finden, erfolgt über den Suche-Button, die Tastenkombination *Strg+F* oder über das Hauptmenü *>Bearbeiten >Suchen*.

Allerdings kann damit immer nur ein Begriff gesucht werden. Für eine differenzierte Suche steht daher unter *>Bearbeiten >Erweiterte Suche* ein leistungsfähiges Werkzeug zur Suche mit kombinierten Begriffen zur Verfügung.



- ➔ [Internet durchsuchen mit Yahoo!](#)
- ➔ [Erweiterte Suchoptionen verwenden](#)

Abbildung 1: Die Auswahl der vollen erweitern Suchoption ist rechts unten im Fenster „PDF- durchsuchen „versteckt“.

Mit dieser Suche steht ihnen ein mächtiges Werkzeug zum präzisen Auffinden von Worten und Textteilen zur Verfügung. Sie können damit auch Kommentare und Anlagen durchsuchen.

Umfassende Hilfe zur Arbeit mit der Suchfunktion bekommen Sie in der Adobe Reader Hilfe, wenn Sie nach „Suche“ suchen.

¹ * Acrobat und Adobe sind Markenzeichen der Firma Adobe Systems GmbH

2 Texte und Bilder für Zitate entnehmen

Sie können aus PDF-Dateien Texte und Abbildungen für Zitate entnehmen – wenn es der Herausgeber nicht durch entsprechende Einstellungen verhindert.

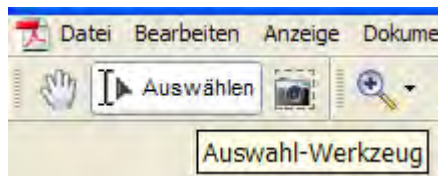



Abbildung 2: Werkzeuge zum Entnehmen von Text und Bildern

1. **Texte** markieren Sie mit dem *Auswahl-Werkzeug*. Mit der Tastenkombination *Strg+C* werden sie in die Zwischenablage, mit *Strg+V* in Ihre Textverarbeitung übertragen. Für Grafiken wandelt sich der Zeiger zum „+“ und markiert den Bereich.
2.  Mit dem rechts daneben liegenden, durch eine Kamera dargestellten *Schnappschuss-Werkzeug*, können Sie beliebige **Text- und Bild-Ausschnitte** markieren und als Bild in die Zwischenablage - wie oben beschrieben - übertragen.

3 Arbeiten mit Lesezeichen und PDF - Kommentaren

Beim Öffnen des eBooks wurde vom Adobe Reader eine besondere Berechtigung der Datei zum Nutzen des Kommentarwerkzeuges gemeldet.

Dieses Kommentarwerkzeug ist so umfangreich, dass eine Anwendungsbeschränkung sinnvoll ist. Nachfolgend werden Ihnen die aus unserer Sicht für das Arbeiten mit eBooks *wichtigsten* Werkzeuge vorgestellt. Anschließend erfahren Sie, wie Sie damit in PDF- Dokumenten navigieren und sich mit anderen dazu austauschen können.

Bedienungshilfe bekommen Sie im Adobe Reader über *>Hilfe >Verfahren >Kommentieren und Markieren*, sowie in der *Adobe Reader Hilfe*.

3.1 Eigene Lesezeichen

Für die Navigation im eBook werden die *Lesezeichen* im linken Fenster verwendet. Das „+“ weist wie im Windows Explorer auf eine weitere Ebene hin.

Mit dem nachfolgend vorgestellten Kommentar-Werkzeug kann eine *persönliche Navigationsebene*, in Form persönlicher Lesezeichen und Notizen geschaffen werden. Damit kann z.B. die Position von Leseunterbrechungen nach Schließen der Datei wieder gefunden werden.

3.2 Die wichtigsten Anmerkungswerkzeuge

Für die Arbeit an eBooks sind einige Werkzeugtypen besonders geeignet. Werden diese beim Öffnen der Datei nicht angezeigt, finden Sie diese im Hauptmenü unter > *Werkzeuge* > *Kommentieren* bzw. > *Werkzeuge* > *Grafikmarkierungen*.

- Hervorhebe-Werkzeug:

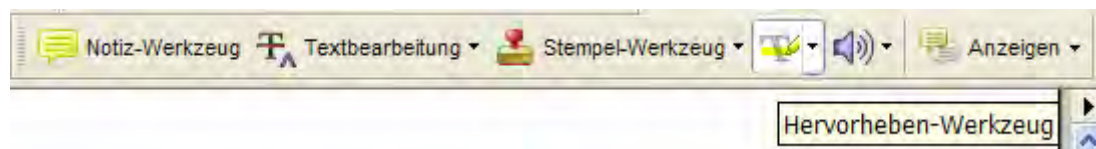
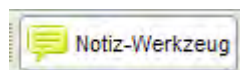


Abbildung 3: Notiz- und Kommentarwerkzeuge des Adobe* Reader

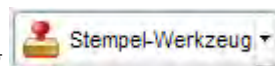
Mit dem *Hervorhebe-Werkzeug* steht Ihnen ein Marker zur Verfügung. Durch Klicken in die Markierung öffnet sich ein Notizfenster für eigene, direkt textbezogene Einträge. Verwenden Sie das *Hervorheben* für einzelne Worte oder Sätze.

- Notiz-Werkzeug



Das *Notiz-Werkzeug* ist nur ein „Notizzettel“ und eignet sich gut z.B. für allgemeinere Bemerkungen zu einem gesamten Kapitel oder Abschnitt. Sie können über die Zwischenablage auch Textausschnitte aus anderen Dokumenten und dem Internet einfügen. Dabei wird die Formatierung teilweise übernommen.

- Stempelwerkzeug



Bilder oder Symbole können Sie über die Zwischenablage ebenfalls hinzufügen. Verwenden Sie dazu aus dem *Stempel-Werkzeug* die Funktion *Bild aus der Zwischenablage als Stempel einfügen*. Durch Klicken in das „*Stempel-Bild*“ öffnet sich ein Notizfenster, um dem Bild eine *Textnotiz* hinzuzufügen.

- Rechteck- und Pfeilwerkzeug

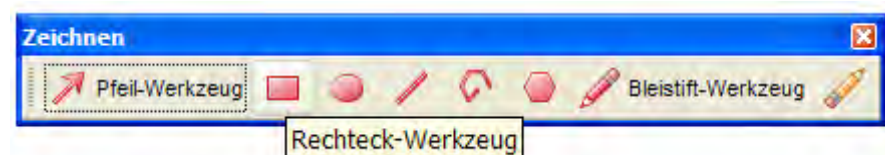


Abbildung 4: Zeichnen-Werkzeugleiste des Adobe* Reader

Das *Rechteck-Werkzeug* aus dem *Zeichnen-Werkzeug* ist gut zum *Markieren von einem oder mehreren Absätzen* geeignet. Auch hier können Sie durch Klicken einen eigenen Kommentar hinzufügen.

Das *Pfeil-Werkzeug* eignet sich ggf. für die Kennzeichnung eines von Ihnen besonders bearbeiteten Themas.

- Dateianlagewerkzeug



Abbildung 5: Datei-Werkzeugleiste, mit Möglichkeit Dateien als Kommentar anzuhängen.

Wollen Sie z.B. gescannte Zeitungsausschnitte, ergänzende Ausarbeitungen, andere eBooks(!) usw. kontextbezogen hinzufügen, verwenden Sie das *Dateianlagewerkzeug* (Achtung: Die einzufügende Datei darf nicht gleichzeitig geöffnet sein.). Sie können so ein eBook zu ihrer persönlichen „Materialmappe“ machen

3.3 Navigation mit Kommentaren

Aus von Ihnen angelegten Kommentaren entsteht eine persönliche Navigationsebene, die über den Reiter *Kommentare* links unten im Bildschirm angezeigt wird.



Abbildung 6: Das Kommentare - Fenster mit geöffneten Optionen für *Sortierung*

Sie können damit sehr schnell die von Ihnen markierten Stellen wiederfinden. Nutzen Sie dazu ggf. die verschiedenen Sortierungsmöglichkeiten.

- Status, Sortierung und Struktur von Kommentaren:
 - Ein Tipp: wenn Sie beim Anlegen der Kommentare z.B. zwischen *persönlichen* und *weiterzugebenden* Kommentaren unterscheiden wollen, können Sie die Sortierung ggf. durch unterschiedliche *Farben* oder den *Überprüfungsstatus* vorbereiten. Denn bei *>Kommentare >Sortierfolge* können Sie nach *Überprüfungsstatus* oder *Farbe* sortieren.
 - Den Status legen sie fest nach Klicken mit der rechten Maustaste und Auswahl von *Status festlegen*.
 - Die Farbe eines Kommentars stellen Sie ein durch Anklicken mit der *rechten Maustaste >Eigenschaften (Fenster)*.
 - Struktur: Mit *Kommentar-Status*, *Sortierfolge* und *Einblenden* können Sie die Kommentare strukturieren.



3.4 Austausch von Kommentaren mit anderen Lesern

Ihre Kommentare werden normalerweise zusammen mit der eBook-Datei gespeichert.

Sie können Ihre Kommentare aber an andere Leser weitergeben, *ohne* dabei die eigentliche eBook-Datei zu verschicken. Dazu werden alle oder von Ihnen ausgewählte Kommentare als Datei im Format *.fdf exportiert, das „,*“ steht für den Dateinamen des eBooks, „n“ ist optional und könnte Ihr Name sein, wenn sie an einem Gruppenprozess beteiligt sind. Nutzen Sie im Fenster *Kommentare* rechts >*Optionen* >*ausgewählte Kommentare exportieren*. Die Dateierweiterung *.fdf* dürfen Sie nicht verändern!

- Exportieren:
Wollen Sie alle *Kommentare exportieren*, dann markieren Sie diese zuvor mit dem Tastenbefehl *Strg+A*. Wollen Sie einzelne Kommentare auswählen, halten Sie die *Strg-Taste gedrückt* und klicken Sie dann auf die jeweiligen Kommentare im Kommentarfenster. Oder sie verwenden die Filter für die Auswahl.
- Importieren:
Ebenfalls über >*Optionen* >*Kommentare importieren...* werden Kommentare von Partnern importiert.

Hinweis zur Namensdarstellung: Normalerweise sollte im Kopf von Notizfeldern Ihr Name erscheinen. Erscheint dieser nicht korrekt, können Sie in >*Bearbeiten* >*Grundeinstellungen* >*Identität* Ihren Namen **eintragen**.

3.5 Kommentare beantworten

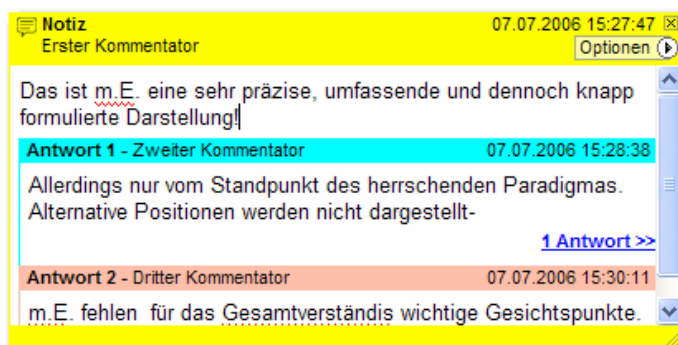


Abbildung 7: Kommentarfenster mit drei Kommentatoren, Antworten zu Zweitkommentaren werden als Volltext nur im *Fenster Kommentare* angezeigt.

Der Austausch von Kommentaren ermöglicht eine lebhaftere, eng auf den Text bezogene Diskussion. Um dabei nicht den Überblick zu verlieren, sollten Sie *Stellungnahmen zu Kommentaren* von Partnern unbedingt über die Funktion *Antworten* geben. Sie erreichen „Antworten“ mit der rechten Maus-Taste beim Klicken auf den Kommentar: sowohl auf die Kommentardarstellung im Text wie im Fenster *Kommentare*.

Das obige Beispiel zeigt, dass bei einer Diskussionsgruppe die Beteiligten sich durch ihre Namen wie durch unterschiedliche Farben auf den ersten Blick unterscheiden lassen. Wenn Sie mit Farben arbeiten, hier ein Vorschlag für eine Diskussionsgruppe:

1. Kommentator = **Gelb**, 2. Kommentator = **Hellblau**, 3. Kommentator = **Rosa**, 4. Kommentator = **Hellgrün**, 5. Kommentator = **Hellviolett**, ggf. Moderator = **Rot**.

Die Farbwahl erfolgt über *Anklicken mit der rechten Maustaste >Eigenschaften >Darstellung*. Um die Farbeinstellung nicht jedes Mal wiederholen zu müssen, können die Eigenschaften (Farbe, Name des Kommentators und ggf. die Form des Icons) dauerhaft eingestellt werden: *Anklicken des Kommentars mit der rechten Maustaste >Aktuelle Eigenschaften als Standard festlegen*.

3.6 Hinweis auf erweiterte Möglichkeiten von Adobe Acrobat

Die Kommentarfunktion in einem PDF-eBook steht im Adobe* Reader nur nach Freischaltung mit *Acrobat* 7 Professional* zur Verfügung. Für Nutzer von *Adobe-Acrobat* Standard* ist sie für alle PDF-Dateien verfügbar, bei denen der Herausgeber es nicht ausdrücklich durch Einstellungen verhindert.

Adobe Acrobat verfügt über erweiterte Möglichkeiten für die Darstellung von Dokumenten mit Kommentaren. So können gesonderte PDF-Dokumente für die Darstellung von Kommentaren und Ausgangstext erzeugt werden.

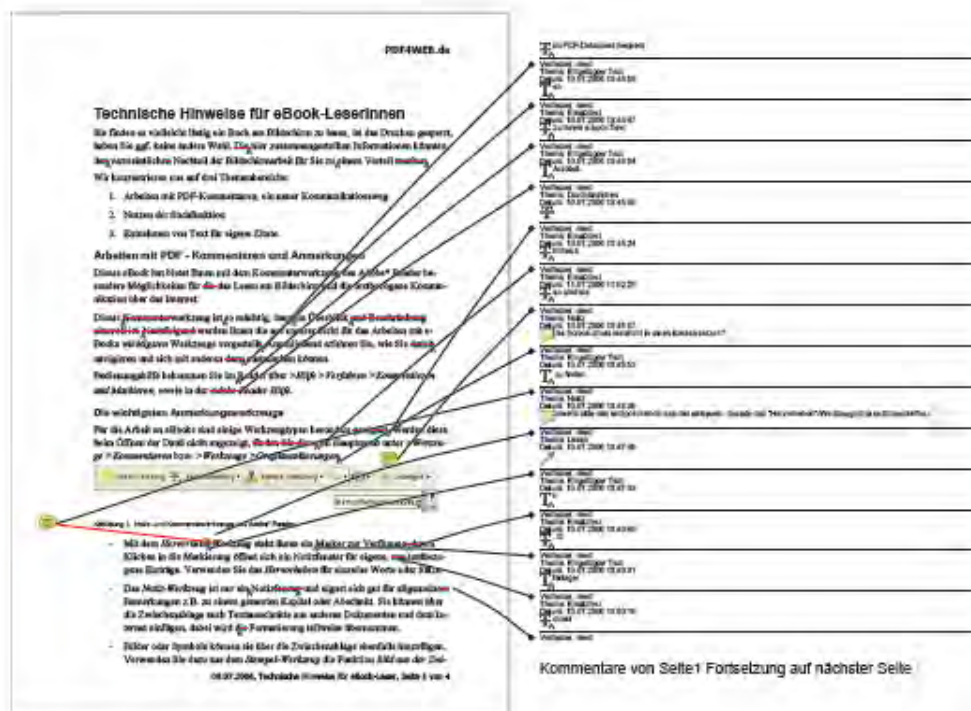


Abbildung 8: Screenshot Ausgabemöglichkeit Seite mit Kommentaren auf einer Seite (es gibt drei weitere Ausgabemöglichkeiten, u.A. „nur Kommentare“).

Wenn Sie Fragen und Anregungen haben, sprechen Sie mich bitte an. Sie finden weitere Informationen und erreichen mich über www.pdf4web.de.

C. Constantin Bartning, Juli 2006