

Monographien



Fortschritte in der Energietechnik

herausgegeben von

K. Kugeler · H. Neis · G. Ballensiefen



Rudolf Schen.

Forschungszentrum Jülich GmbH

Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

Fortschritte in der Energietechnik

**für eine wirtschaftliche, umweltschonende
und schadenbegrenzende Energieversorgung**

Prof. Dr. Rudolf Schulten

zum 70. Geburtstag

herausgegeben von

K. Kugeler · H. Neis · G. Ballensiefen

Monographien des Forschungszentrums Jülich

Band 8 / 1993

ISSN 0938-6505 ISBN 3-89336-119-7 ISBN 3-89336-120-0

Die Deutsche Bibliothek - CIP-Einheitsaufnahme

Fortschritte in der Energietechnik : für eine wirtschaftliche,
umweltschonende und schadenbegrenzende Energieversorgung ;
Prof. Dr. Rudolf Schulten zum 70. Geburtstag /
Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Sicherheitsforschung
und Reaktortechnik. Hrsg. von K. Kugeler... - Jülich :
Inst. für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik, 1993
(Monographien des Forschungszentrums Jülich ; Bd. 8)

ISBN 3-89336-119-7 Gb.

ISBN 3-89336-120-0 kart.

NE: Kugeler, Kurt [Hrsg.]; Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik <Jülich>;
Schulten, Rudolf: Festschrift; Forschungszentrum <Jülich>;
Monographien des Forschungszentrums....

Herausgeber Forschungszentrum Jülich GmbH
und Vertrieb: Zentralbibliothek
 D-52425 Jülich
 Telefon (02461) 61-53 68 · Telefax (02461) 61-61 03

Druck: Druckerei Plump, Rheinbreitbach

Copyright: Forschungszentrum Jülich 1993

Monographien des Forschungszentrums Jülich, Band 8

ISSN 0938-6505

ISBN 3-89336-119-7

3-89336-120-0 (Br.)

Vorwort der Herausgeber

Das vorliegende Buch enthält eine Sammlung von 63 wissenschaftlichen Beiträgen rund um das Thema Energie, die zu Ehren von Prof. Dr. Rudolf Schulten aus Anlaß seines 70. Geburtstages verfaßt wurden. Unter den 140 Autoren aus Wirtschaft, Verwaltung, Forschung und Lehre befinden sich Schüler, Mitarbeiter, Kollegen, Partner und Freunde von Prof. Schulten, die ihn für eine Zeit auf seinem langen Weg durch ein erfolgreiches Berufsleben begleitet haben und ihm heute noch verbunden sind.

Entstanden ist ein bunter Geburtstagsstrauß wissenschaftlicher Arbeiten aus verschiedenen Tätigkeitsfeldern, die nicht nur für den Jubilar, sondern auch für einen größeren Leserkreis von Interesse sein werden. Da den Autoren die Themenwahl weitgehend freigestellt war, haben sich zwangsläufig auch einige thematische Überschneidungen ergeben, jedoch tragen gerade unterschiedliche Sichtweisen zu dem besonderen Reiz eines solchen Buches bei.

Der Themenkreis der Beiträge ist sehr weit gespannt, als Leitmotiv ließe sich jedoch über die meisten Arbeiten schreiben: "Suche nach technischen Lösungen für eine umweltschonende, schadenbegrenzende und gleichzeitig noch wirtschaftliche Energieversorgung und -anwendung vor dem Hintergrund eines wachsenden Energiebedarfs in einem bereits überlasteten Lebensraum". Technische Entwicklungen mit diesen Zielen werden vielerorts mit unterschiedlichen Ergebnissen vorangetrieben.

Viele Beiträge beschäftigen sich mit der Kerntechnik und insbesondere mit dem Hochtemperaturreaktor, dem Lebenswerk von Prof. Schulten. Unter den Fachleuten besteht kein Zweifel, daß neben allen verfügbaren Energieträgern auch die

Kernenergie einen ganz wesentlichen Beitrag zur Lösung des globalen Energieproblems leisten muß und kann. Ihre Nutzung wird aber entscheidend davon abhängen, ob eine katastrophenfreie Kerntechnik zum Einsatz kommt, die durch eine nachweisbare Sicherheitsqualität - mit einem im Extremfall auf die Nuklearanlage beschränkten, begrenzten Schadensausmaß - die notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung wiedererlangt.

Von der Beurteilung und Bewertung angebotener Lösungswege hängen wesentliche, richtungsweisende Entscheidungen für eine gesicherte Zukunft ab. Es ist zu wünschen, daß dieses Buch Denkanstöße gibt und hilft, richtige Entscheidungen zu finden.

Allen Autoren sei an dieser Stelle gedankt für ihre bereitwillige Mitarbeit und die Mühe, der sie sich unterziehen mußten, ihre Beiträge auf wenige Seiten zu konzentrieren. Unser Dank gilt aber auch den ungenannten Helfern, die zum Gelingen dieses Buches beigetragen haben, insbesondere den Mitarbeitern der Graphischen Betriebe und der Zentralbibliothek des Forschungszentrums Jülich. Dem Vorstand des Forschungszentrums Jülich danken wir, daß er die Herausgabe dieses Buches ermöglicht hat.

Jülich, im Juli 1993

Inhaltsverzeichnis

Grußworte

Dr. Dr.h.c. Heinz Riesenhuber

Bundesminister a. D.

xv

Prof. Dr. Joachim Treusch

Vorstandsvorsitzender des Forschungszentrums Jülich KFA

xvii

Prof. Dr. Klaus Habetha

Rektor der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

xix

1. Allgemeine Aspekte der Energiewirtschaft

1

Innovation und heutige Praxis

Karlheinz Bund Arno Klusmann

3

Weltbevölkerungsentwicklung und Energiebedarf

Klaus Barthelt Hans-Joachim Preuß

11

Technische Entwicklungen

für die zukünftige Energiewirtschaft in Europa

Alfred Dworak Norbert Verweyen

19

Aktuelle wirtschaftliche und ökologische Probleme

bei der Nutzung regenerativer Energiequellen

Manfred Kleemann Manfred Walbeck

27

Stellenwert der Kernenergie in einer Energiewirtschaft der Zukunft

Hermann Krämer Hans-Ulrich Fabian

35

Energieforschung im Forschungszentrum Jülich (KFA)

Rolf Theenhaus

45

Klimaverträgliche Energieversorgung - Wege aus der Gefahr

Alfred Voß

53

vii

CO₂-Reduktionstechnologien mit nuklearer Prozeßwärme Hans Frewer	65
Kernenergie-Beiträge für eine umweltschonende Mobilität Michael Müller Armin Stoltz	75
2. Nutzung fossiler Energieträger	83
Perspektiven der Erdgasanwendungstechnologien Burckhard Bergmann	85
Veredlung der Braunkohle in der Wirbelschicht - Nutzung der Ergebnisse in der Energiewirtschaft Peter Speich Hans Teggers Dietrich Böcker Jürgen Engelhard	93
Fortschritte in der Gasturbinentechnik Günther Dibelius	104
Fortschritte und Erwartungen in der konventionellen Kraftwerkstechnik Manfred Simon Herbert Harder	115
Einsatz von Wirbelschichtfeuerungsanlagen in der Energietechnik Ulrich Renz	123
Konzepte zur Verminderung der Kohlendioxid-Emission und zur Kohlendioxid-Rückhaltung bei der Kohleverstromung Rudolf Pruscheck	132
KoBra-Demonstrationsanlage Kombikraftwerk mit integrierter HTW-Braunkohlevergasung Rainer Wischnewski Klaus Schippers	144
Der Einsatz von Methanol als Kraftstoff in Dieselmotoren Franz Pischinger Norbert Schorn	152
Entwicklungsstand metallischer Rußfilter für Dieselmotoren Friedrich Behr Georg Hühwohl Gerhard Lepperhoff	163
Brennwert-Heizkessel, ein Beitrag zur Minderung der Umweltbelastung Siegfried Förster Peter Quell	171

3. Entwicklungen in der Kerntechnik	179
Aspekte der weltweiten Nutzung der Kernenergie Jürgen Kupitz Isidor Weisbrodt	181
Europäische Sicherheitsforschung für zukünftige Kerntechnik Herbert Diehl Erwin Balthesen Werner von Lensa	192
Zukunft der Kernenergie - Situation und Arbeiten in der Schweiz Wolfgang Kröger	199
Hat Kernenergie Zukunft ? Neue Sicherheitsanforderungen und neue Lösungen Kurt Kugeler	209
Kernenergie - auch in Zukunft wirtschaftlich ? Ulf Hansen	219
Die Folgen eines schweren Kernreaktorunfalls - Tschernobyl Hans Bonka	230
Leichtwasserreaktoren mit erhöhter Sicherheit Enno Hicken	238
Der Hochtemperaturreaktor - das Kernkraftwerk der Zukunft Heiner Bonnenberg	245
Endlagerung radioaktiver Abfälle Manfred H. Bloser	252
Entsorgung radioaktiver Reststoffe Herbert Dreisvogl	257
Transmutation radioaktiver Abfälle anstatt Langzeit-Endlagerung? Peter-W. Phlippen	262

4. Hochtemperaturreaktoren	273
Das Versuchskernkraftwerk der AVR - wichtige Ergebnisse eines andern Reaktorkonzepts Chrysant Marnet Manfred Wimmers Egon Zierman	275
Bau, Betrieb und Stilllegung des THTR 300 - Erfahrungen und ihre Bedeutung für weitere kerntechnische Entwicklungen Klaus Knizia Rüdiger Bäumer	285
Komponentenerprobung in der HTR-Entwicklung Josef Schöning Walter Theymann Winfried Wachholz	293
Aspekte der Entsorgung des THTR 300 Günter Schroeder Günther Dietrich Wolfgang von Heesen	301
Ausgewählte experimentelle und analytische Arbeiten zur Sicherheit von HTR Jürgen Altes Werner Katscher Rainer Moormann	309
Die Spaltproduktrückhaltung im Kugelbrennelement Werner Schenk Heinz Nabielek Günter Pott Hubertus Nickel	321
Sorption von Cäsium und Strontium durch graphitische Materialien in gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren Klaus Hilpert Rainer Moormann Hubertus Nickel	329
Lösung der Entsorgungsfrage beim Hochtemperaturreaktor Erich Merz Heiner Brücher Stephan Halaszovich	336
Zur radiologischen Bewertung der langfristigen Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen am Beispiel abgebrannter HTR-Brennelemente Hans Jochem Rütten	349
HTR-2000 Ein praxiserprobtes HTR-Anlagenmodell für den AVR-Reaktor Lothar Wolf Heinz Werner Felix Thomas Günter Ballensiefen	355
Spin off - Wie der Bau des THTR die konventionelle Fertigung einer Gießerei beeinflusste Manfred Sappok	365

5. Weiterentwicklung des Hochtemperaturreaktors und Anwendungsmöglichkeiten	373
Der HTR-Modul - Eine neue Möglichkeit der Kernenergie- entwicklung auf europäischer Basis Herbert Reutler Günter Lohnert Michael Will Wolfgang Steinwarz Ulrich Leuchs	375
The Japanese 30 MW HTTR Project Shinzo Saito Toru Hiraoka Tatsuo Kondo Naoaki Wakayama	383
The Development of Nuclear Heat Application in China Wang Dazhong Xu Yuanhui Zheng Wenxiang	394
The Evolution of Helium-Cooled Reactors in the United States Lawrence M. Lidsky Scott R. Penfield, Jr.	404
The Role of the MHTGR in the 21st Century J. Neal Blue Richard A. Dean Walter A. Simon	411
Strikte Ausnutzung der Eigenschaften des Kugelhaufen- Hochtemperaturreaktors Eberhard Teuchert Klaus-Arne Haas Yuliang Sun Andrej Dudkin	420
Versuche zum Nachweis der Sicherheitseigenschaften von Hochtemperaturreaktoren Werner Fröhling Manfred Kugeler Hans Ferdinand Nießen Bruno Schröder Martin Lange Hans Hohn	432
Prompter Verlust der Abschalteneinrichtungen als hypothetischer Reaktivitätseffekt im MODUL-HTR Hans Brockmann Helmut Gerwin Winfried Scherer	441
Nukleare Prozeßwärme Heiko Barnert Hans Hohn Manfred Schad Dietrich Schwarz Jasbir Singh	451
Entwicklung und Erprobung des Nuklearen Fernenergiesystems Claus Benedikt von der Decken Heinrich Fedders Ralf Harth Hans Ferdinand Nießen Jochen Range Ernst Riensche	459
Nukleare Kohlevergasung - Erreichter Stand, Einschätzung und Nutzung der Ergebnisse Helmut Kubiak Karl Heinrich van Heek Alois Ziegler	469

Schwerölförderung mit dem HTR
Fritz Schwarzkopp Werner Fröhling Rolf-Dieter Stoll Johann Waldmann 477

Wasserstoff aus Wasser mit Hochtemperatur-Wärme
Karl-Friedrich Knoche Heiko Barnert 485

6. Spezielle Aspekte der Energietechnik 493

Werkstoffe für hohe Temperaturen und ihr Bedeutung für die Energietechnik
Hubertus Nickel Florian Schubert Hans Schuster 495

Herstellung neuer keramischer Werkstoffe und Komponenten für energietechnische Anwendungen
Detlev Stöver Hans Peter Buchkremer Werner Malléner 507

Risikoanalysen - Stand, Entwicklungsmöglichkeiten, Bewertungen
Karl Heinz Lindackers 516

Probabilistische Sicherheits- und Risikoanalysen in der Kerntechnik - Arbeitsweise, Möglichkeiten und Grenzen -
Johannes Mertens 523

Strategie zur Ausnutzung der Sicherheitsreserven von Kernkraftwerken
Leopold Weil 533

Entsorgungsaufgaben in der Energietechnik
Hans-Paul Drescher Walter Weirich 542

Die Entsorgungswirtschaft als Mittler bei der Umsetzung der Kreislaufwirtschaft
Heinz Bernd Wibbe 552

Jülicher Beiträge auf dem Weg zu einem stationären Fusionsplasma
Jochem Eidens Gerd H. Wolf 559

Moderne Forschungsreaktoren als Neutronenquellen - Nutzung und Konzeption
Johannes Wolters Dieter Richter Tasso Springer 567

Professor Dr. Rudolf Schulten

Zur Person -

Stationen eines erfolgreichen Weges

Helmut Neis

579

Gedanken zu Innovationen in der technischen Entwicklung -

Laudatio eines engagierten Freundes

zur Vollendung des 70. Lebensjahres von Rudolf Schulten

Hermann Josef Werhahn

587

Autorenverzeichnis

591

Grußworte

Dr. Dr.h.c. Heinz Riesenhuber
Bundesminister a. D.

Wir alle gratulieren Herrn Professor Schulten aufs herzlichste zu seinem siebzigsten Geburtstag!

Dieser Band zeigt die große Vielfalt seiner eigenen Arbeit und der Arbeitsgebiete, die er über ein langes und aktives Leben mitgestaltet hat.

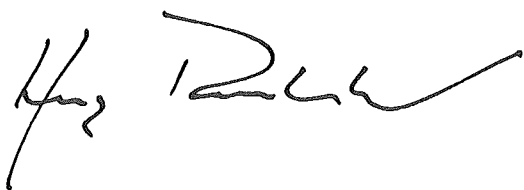
Die Beiträge zeigen aber auch die hohe Wertschätzung vieler Wissenschaftler und Ingenieure aus Instituten und Unternehmen, aus Deutschland und aus anderen großen Industrieländern, die Herrn Professor Schulten in Forschung, in Lehre und in gemeinsamer Arbeit kennenlernen durften.

Professor Schulten ist einer der nicht sehr zahlreichen Wissenschaftler, die nicht nur beharrlich ihre Ideen im Fach verfolgen, sondern die auch die technische Verwirklichung kundig und zielbewußt angehen. Der Kugelhaufenreaktor hat sich bis heute im Markt nicht durchsetzen können. Sein hoher Anspruch, Sicherheit auf höchstem Niveau in neuartiger Weise zu entwickeln - das hat die Reaktorsicherheitsdiskussion über Jahre geprägt.

Über Wissenschaft und Technik hinaus hat sich Professor Schulten immer in der Verantwortung für eine Welt gesehen, die gefährdet ist und die beschädigt werden kann, die bei wachsender Menschheit und wachsenden Bedürfnissen alle verfügbaren Ressourcen intelligent nutzen muß. Seine große Überzeugungskraft, bis weit in

alle großen politischen Parteien hinein, war und ist begründet in dieser Kombination von fachlicher Kompetenz und umfassender Verantwortlichkeit. Professor Schulten hat Maßstäbe gesetzt für eine Auseinandersetzung zwischen Wissenschaft und Politik, auch aus dem Wissen, daß Forschung und Technik sich immer ein Umfeld des Vertrauens schaffen muß, wenn sie sich erfolgreich entwickeln soll.

Wir gratulieren Herrn Professor Schulten, und wir wünschen ihm herzlich gute Jahre. Möge uns sein nachdenklicher und froher Geist, möge uns sein kluger Rat noch über viele Jahre begleiten.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Hans-Joachim Lauth'. The signature is written in a cursive style with a large initial 'H' and a long, sweeping underline.

Bonn, im Juli 1993

Prof. Dr. Joachim Treusch

Vorstandsvorsitzender des Forschungszentrums Jülich KFA

Mit diesem Buch wird Herrn Prof. Dr. Rudolf Schulten zu seinem 70. Geburtstag durch Mitarbeiter, Kollegen, Doktoranden und Freunde Dank und Anerkennung zum Ausdruck gebracht. Aber nicht nur einzelne Personen, sondern auch das Forschungszentrum Jülich - die frühere Kernforschungsanlage (KFA) - als Großforschungseinrichtung insgesamt verdanken Herrn Prof. Schulten sehr viel. Als Initiator und unermüdlicher Förderer der Entwicklung des Hochtemperaturreaktors zur Stromerzeugung und vor allem zur Nutzung nuklearer Prozeßwärme im Bereich hoher Temperaturen hat er das Forschungs- und Entwicklungsprogramm der KFA für mehrere Jahrzehnte maßgebend geprägt. Dieses Forschungsprogramm wurde in enger Zusammenarbeit mit der Industrie durchgeführt, und die Ergebnisse haben weltweite Beachtung und Anerkennung gefunden.

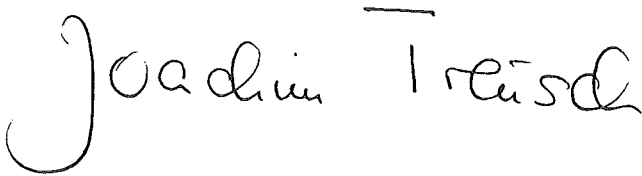
Der Hochtemperaturreaktor hat mit seiner Technik wie auch mit seinen hervorragenden Sicherheitseigenschaften Maßstäbe gesetzt, die für eine zukünftige Nukleartechnik richtungsweisend sein können. Prof. Schulten hat weitreichende sicherheitstechnische Zielsetzungen verfolgt, die für die zur Zeit laufenden Anstrengungen, einen Konsens über die weitere Nutzung der Kernenergie zu erreichen, der auch die Akzeptanz der Bevölkerung findet, noch immer äußerst aktuell sind.

Prof. Schulten hat sich neben der Kerntechnik auch stets mit Fragen der Energiewirtschaft im allgemeinen befaßt und viele wissenschaftliche Arbeiten auf diesem Gebiet initiiert. Das breite Spektrum seiner Tätigkeiten und Interessen spiegelt sich

wider in den Beiträgen dieses Buches und der langen Liste der Autoren aus Forschung, Industrie, Energiewirtschaft, Ministerien und Hochschulen. Diese Spannweite macht deutlich, welchen Einfluß das Wirken von Prof. Schulten auf das Gebiet der Energietechnik hat.

Während seiner 25-jährigen Tätigkeit in der KFA hat sich Prof. Schulten neben seinen Forschungsaufgaben auch für das Gesamtprogramm der KFA engagiert. Er war mit Unterbrechungen insgesamt acht Jahre Vorsitzender des Wissenschaftlich-Technischen Rates der KFA und hat in dieser Funktion wesentliche Entscheidungen und Entwicklungen mitbestimmt. Viele erinnern sich gern an sein besonderes Geschick und seine Geduld bei der Ausübung dieses nicht immer leichten Amtes.

Für das Forschungszentrums Jülich (KFA) gratuliere ich Herrn Prof. Schulten zur Vollendung seines 70. Lebensjahres, wünsche ihm für seinen weiteren Lebensweg alles Gute und danke ihm für seine hervorragenden Verdienste um die Forschung im allgemeinen und die KFA im besonderen.

A handwritten signature in black ink, reading "Joachim Treisch". The signature is written in a cursive style with a large initial 'J' and a horizontal line above the 'T'.

Jülich, im Juli 1993

Prof. Dr. Klaus Habetha

Rektor der Rheinisch -Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Die Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule (RWTH) Aachen verdankt dem Jubilar sehr viel. Professor Schulten ist nicht nur ein anerkannter Wissenschaftler, sondern war auch ein ungewöhnlich engagierter Hochschullehrer. In seiner mehr als 25-jährigen Tätigkeit als Ordinarius für Reaktortechnik an der RWTH Aachen hat er eine Vielzahl von Studenten der Kerntechnik auf ihre spätere Arbeit in der Industrie, der Forschung und anderen Bereichen der Wirtschaft vorbereitet. Mehr als 200 Dissertationen hat er vergeben, betreut und die Verfahren zu einem erfolgreichen Abschluß gebracht. Hierbei sind nicht nur kerntechnische Aufgabenstellungen bearbeitet worden, sondern auch energietechnische und energiewirtschaftliche Themen, die aber meist in einem engen Bezug zur Kerntechnik standen. Dadurch sind teils völlig neue Gebiete erschlossen worden wie der Einsatz der Kernenergie auf dem Wärmemarkt, Reaktoren mit inhärenter Sicherheit, spezielle Aspekte der Brennstoffkreisläufe, Spaltstoffbrüten und Transmutation von Aktiniden auch mit Hilfe einer Spallationsneutronenquelle, um nur einige Beispiele zu nennen.

Als Prof. Schulten 1964 an die RWTH Aachen berufen wurde und gleichzeitig die Leitung des Instituts für Reaktorentwicklung in der Kernforschungsanlage (KFA) in Jülich übernahm, war der Bau des ersten deutschen Hochtemperaturreaktors der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor - kurz der AVR -, den er hauptverantwortlich geleitet und dessen Auslegung er maßgeblich mitbestimmt hatte, noch nicht abgeschlossen. Der Hochtemperaturreaktor blieb jedoch sein zentrales Lebenswerk, an dem er noch heute unermüdlich weiterarbeitet.

Parallel zu der in enger Zusammenarbeit mit Hochschule, Institut und Industrie durchgeführten Weiterentwicklung des HTR insbesondere im Großprojekt Prototyp Nukleare Prozeßwärme wurde auf Anregung von Prof. Schulten an der RWTH Aachen der Sonderforschungsbereich "Nutzung der Prozeßwärme aus Hochtemperaturreaktoren" gegründet, der sich vorrangig das Ziel gesetzt hatte, mit Hilfe geschlossener thermochemischer Kreisläufe unter Nutzung nuklearer Hochtemperatur-Prozeßwärme Wasserstoff zu erzeugen. Lange Jahre war Prof. Schulten Sprecher dieses Sonderforschungsbereiches der Deutschen Forschungsgemeinschaft, der durch ihn wesentliche Impulse für neue wissenschaftliche Arbeiten erhalten hat.

Neben seiner wissenschaftlichen Arbeit und Lehrtätigkeit hat sich Professor Schulten auch stets für die Belange der akademische Selbstverwaltung eingesetzt, was durch die Übernahme des Amtes des Dekans der Fakultät für Maschinenwesen sowie durch seine Amtszeit als Prorektor für Forschung an der RWTH Aachen überzeugend belegt ist.

Im Namen der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen danke ich Herrn Prof. Schulten für seine herausragenden Verdienste um Forschung und Lehre und wünsche ihm zu seinem 70. Geburtstag viel Glück, Gesundheit und Erfolg für die kommenden Jahre, die wohl weiterhin auch von wissenschaftlicher Arbeit erfüllt sein werden, ihm aber hoffentlich auch für andere Dinge noch Zeit lassen.

A handwritten signature in cursive script, reading "Klaus Habetha". The ink is dark, and the signature is fluid and legible.

Aachen, im Juli 1993

1.

Allgemeine Aspekte der Energiewirtschaft

Innovation und heutige Praxis Karlheinz Bund Arno Klusmann	3
Weltbevölkerungsentwicklung und Energiebedarf Klaus Barthelt Hans-Joachim Preuß	11
Technische Entwicklungen für die zukünftige Energiewirtschaft in Europa Alfred Dworak Norbert Verweyen	19
Aktuelle wirtschaftliche und ökologische Probleme bei der Nutzung regenerativer Energiequellen Manfred Kleemann Manfred Walbeck	27
Stellenwert der Kernenergie in einer Energiewirtschaft der Zukunft Hermann Krämer Hans-Ulrich Fabian	35
Energieforschung im Forschungszentrum Jülich (KFA) Rolf Theenhaus	45
Klimaverträgliche Energieversorgung - Wege aus der Gefahr Alfred Voß	53
CO₂-Reduktionstechnologien mit nuklearer Prozeßwärme Hans Frewer	65
Kernenergie-Beiträge für eine umweltschonende Mobilität Michael Müller Armin Stoltz	75

Innovation und heutige Praxis

Karlheinz Bund

Arno Klusmann

Albert Einstein stellte 1935 zur Auswirkung der modernen Wissenschaft auf die Menschheit fest: "Sie setzt Ziele, die das menschliche Leben auf dieser Welt ändern, und sie erzieht die Beteiligten. Nutzbare Erfindungen und Ideen befreien die Menschen von schwerer körperlicher Arbeit". Einstein hatte die Hoffnung, daß durch innovative Wissenschaft weltweit die Unterdrückung verschwindet und die Freiheit schließlich zunimmt.

Grundsätzlich hat er recht, wie immer. Doch die Anwendung wissenschaftlicher Erkenntnisse hat auch große Probleme für die Menschen ausgelöst. Beispiele sind die friedliche und militärische Nutzung der Kernenergie und neuerdings auch die Gentechnologie. Auch die Risiken von Innovationen können zu einer Bürde werden, wie Großkatastrophen der Kernenergie und der Chemie, Tankerhavarien oder auch Flugzeugabstürze und Verkehrsunfälle zeigen. Ein Beispiel für weltweite Fehlinvestitionen in Hochtechnologien ist die Rüstung vieler Staaten in einem Zeitalter, in dem sie zugleich unfähig sind, die reichlichen Güter zwischen armen und reichen Regionen auszutauschen.

Innovation in der Debatte

Erstaunlich ist, daß die Menschen bis zum heutigen Tage noch keine abgesicherte und weltweit akzeptierte Verhaltensweise zu ihren technischen Möglichkeiten gefunden haben. Selbst die aussichtsreichsten Verbesserungen werden unterschiedlich bewertet. Die einen halten Fortschritt für lebensnotwendig, die anderen halten ihn für weitgehend verzichtbar.

Grundsätzlich ist jedoch festzuhalten, daß das Leben auf der Erde in der heutigen Form überhaupt erst durch Wissenschaft und Innovation möglich geworden ist. Es ist sicherer geworden und die Menschen leben länger und besser. Technologie ist die ausschlaggebende Voraussetzung, so viele Menschen auf dieser Erde zu ernähren.

Bei der politischen Steuerung unserer Lebensverhältnisse darf allerdings nicht vergessen werden, daß die Naturgesetze und die darauf fußenden Innovationen durch falsche oder richtige Beschlüsse in den Parlamenten nicht verändert werden können.

In den letzten Dekaden haben sich die Menschen die Frage gestellt, was ist technisch machbar. Heute fragen viele, welche Innovation ist finanzierbar und in die Praxis umsetzbar. Manche Organisation muß hochgesteckte Projekte unter dem Druck der knappen Haushaltslage verändern und aufgeben. Die Regierungen halten die Subventionen für die Großforschung nicht mehr durch. Die Wirtschaft reagiert auf ihre Weise nur auf ihre Märkte. Sie sieht alle Innovationsausgaben aus dem Blickwinkel der Kosten/Nutzen-Analyse.

Hinzu kommen Modewellen, mal eine lange Zeit der nationalen Großprojekte in Ost und West mit den Beispielen Kernenergie, Weltraumtechnik, Mikroelektronik, dann eine Phase der Bescheidenheit und kleinen Schritte, wie sie die Oeko-Welle in der Ver- und Entsorgung mit sich bringt. Zur Zeit sind die großen Ziele der Art "Rakete zum Mond" eher im Abschwung, denn immer mehr Unternehmen erkennen, daß Produkte und Dienstleistungen, die sie im Wettbewerb am weltweiten Markt durchsetzen und mit denen sie die täglichen Bedürfnisse der Menschen beantworten können, ihr Lebensblut sind.

Produkte und Markterschließung

Die Schlüsselfragen bei der Umsetzung einer Innovation in die Praxis sind die Übereinstimmung der Produktlösungen mit dem Marktpotential, die Originalität der Produkte und das Timing der Bereitstellung. Diese drei Punkte bestimmen die Chancen der Wertschöpfung und sind Grundlage aller wirtschaftlichen Handlungen. Bei hoher Wertschöpfung werden die Arbeitsplätze sicherer. Der beste Arbeitsplatz ist in einem Unternehmen, das gut verdient und innovativ seine Produktpalette immer wieder aus eigener Kraft neu gestalten und erweitern kann.

Die Stagnation der großen kerntechnischen Entwicklungslinien - auch der kommerziellen Wasserreaktoren nach Anfangserfolgen - ist nahezu ein Paradebeispiel für eine weltweit falsche Markteinschätzung und gleichzeitig auch für eine Unterschätzung der öffentlichen Kräfte und der damit verbundenen Akzeptanzfrage. Hinzu kommen im Laufe der Zeit die schwierigen internationalen Auswirkungen des Spaltstoffhandels, der Entsorgung und auch die Angst vor Reaktorunfällen sowie den großen Machtzentralen der staatlichen oder privaten Versorgungswirtschaft.

Unter diesen Einflüssen tritt die innovative Großtechnologie heute oft auf der Stelle. Es zeigt sich, daß viele den großen Wurf nicht mehr wollen, zunehmend Nachteile erkennen und daß dann die Regierungen schließlich diesen Strömungen Rechnung tragen müssen. Obwohl die Debatten nicht enden wollen, bleibt

Innovation durch Forschung und Entwicklung ein wesentliches und unverzichtbares Instrument der Unternehmensstrategie bei jeder Markterschließung. Es werden fast immer drei Ziele verfolgt:

- Das laufende Geschäft wird verteidigt und ausgeweitet.
- Neue Geschäftschancen werden erschlossen.
- Die technologischen Fähigkeiten werden erweitert.

Die Einführung von Produkten durchläuft dabei meist vier Phasen:

- Die Entstehungsphase, in der der Innovation eine entscheidende Rolle bei der Etablierung im Markt zukommt.
- Die Wachstumsphase zur Ausweitung des Absatzes und zur Sicherung des Wettbewerbsvorsprungs.
- Die Reifephase mit der Verteidigung der erreichten Wettbewerbsposition durch Kostensenkung.
- Die Altersphase, in der der überschaubare Abschwung stattfindet.

In der Praxis sind die Unternehmen stets damit beschäftigt, ein gutes Kosten/Nutzenverhältnis für jede Innovationsphase einzustellen, das heißt Produkte und Dienstleistungen mit kontrolliertem Aufwand in wirtschaftliche Geschäftserfolge umzusetzen. Erhebliche Unterschiede in den verschiedenen Branchen bestehen dabei allerdings in den notwendigen Zeiträumen und der Höhe der eingesetzten Mittel.

Strategie der Unternehmen

In dem beschriebenen Umfeld entwickeln die Unternehmen heute neue Strategien für die Umsetzung einer Innovation in die Praxis:

- Die Innovation muß in Übereinstimmung mit der Unternehmensstrategie sein.
- Durch ein modernes Innovationsmanagement wird abgesichert, daß nicht nur die technische Machbarkeit geprüft, sondern auch die Marktverhältnisse, der Entwicklungsaufwand, das notwendige Menschenpotential und auch die Akzeptanz berücksichtigt werden.

- Durch Steuerung der wirtschaftlichen Parameter wird der Innovationsweg von der Grundidee bis zum Absatz der Produktion oder Dienstleistung kontrolliert, wobei selbst die Verwertung der Reststoffe durch sorgfältiges Umwelt-Engineering berücksichtigt wird.

Diese Punkte sind allerdings leichter formuliert als durchgeführt.

Drei Barrieren stehen ihnen immer wieder entgegen:

- Die Grundhaltung der technisch orientierten Entwicklungsingenieure und der betriebswirtschaftlich denkenden Manager ist auch heute noch oft unterschiedlich. Beide Gruppen müssen in Zukunft das Gefühl verlieren, daß sie allein den entscheidenden Beitrag zum Unternehmenserfolg leisten, und stattdessen zusammenarbeiten. Wo Integration oder Kooperation zuerst geschafft werden, zahlt sich der Vorsprung der flexibleren Gruppe sofort aus.
- Die zweite Barriere sind die Abgrenzungen der Verantwortungsbereiche in allen größeren Organisationen, die eigentlich zur sinnvollen Arbeitsteilung eingerichtet sind, doch bei der Zusammenarbeit für ein innovatives Ziel eher zu einer Zersplitterung der Leistungsfähigkeit führen. Viele Unternehmen weichen diesem Dilemma durch Bildung einer schlagkräftigen Projektgruppe oder einer kleinen und schnellen Projektgesellschaft aus.
- Das dritte Hindernis ist der Verlust der Kundennähe während der oft langen Entwicklungszeit. Kundenorientierte Entwicklung mit allen Zwängen des Marktes ist sicherlich schwieriger als freie Grundlagenforschung. Vielleicht liegt hier auch der Grund, warum kleinere Einheiten oft erfolgreicher ihre Innovationen in den Markt einführen und warum große F+E-Zentren über kurz oder lang nach der Öffentlichen Hand oder nach Mitteln einer reichen Muttergesellschaft rufen.

Wettbewerb und Entwicklungszeiträume

Die weltweite Verknüpfung und auch die Gefahr der Wettbewerbsverzerrung sind heute zusätzliche Herausforderungen für alle Unternehmen, die Entwicklung betreiben. Die Märkte ändern sich schneller, d. h. die Konsumprodukte kommen und gehen mit kürzerer Lebensdauer, und doch müssen ihre Einführungskosten erwirtschaftet werden. Die Zeitachse bis zum wirtschaftlichen Anwenden einer Innovation ist oft bestimmend. Dadurch wird eine wirksame Steuerung bis zur Innovationsnutzung immer wichtiger.

In einer Zeit des zunehmenden Wettbewerbs rund um die Erde müßte in der Bundesrepublik Deutschland eigentlich große Besorgnis über den vergleichsweise geringen Aufwand der Wirtschaft für F+E-Aufgaben herrschen, denn die Zuwachsraten für Forschungsaufgaben sind deutlich unter den Wachstumsraten des Bruttoinlandsproduktes. Deutschland ist zur Zeit das einzige hochindustrialisierte Land mit einem realen Rückgang der Forschungsaufgaben. Doch dies beunruhigt nur die kleine Gruppe derer, die sich mit Zukunftskonzepten befassen, die über die Reparaturen unserer Gegebenheiten hinausgehen.

Von weiterem Einfluß für viele neue Vorhaben sind leider und oft ohne Rücksicht auf Kosten und Termine die langen Genehmigungsverfahren. Und zwar nicht nur im Falle der großen Investitionen, sondern oft auch in Teilbereichen. Die Auswirkungen der gesetzlichen Vorgaben auf die Gentechnik sind ein Beispiel für diese Entwicklung in Deutschland. Viele Auflagen werden oft der Grund für die Abwanderung der Entwicklungsprojekte zu günstigeren Standorten im Ausland.

Das Umfeld beeinflußt also den notwendigen Zeitraum bis zur Nutzung in der Praxis mehr denn je und hat damit unmittelbare Auswirkungen auf das mittelfristige Unternehmensschicksal und die Möglichkeiten der Mitarbeiter. Der Gesamtzusammenhang erfordert sehr qualifiziertes Personal. Vielleicht entsteht dadurch doch bei allem heutigen Akademikerüberschuß bis zum Ende des Jahrhunderts eine Verknappung von technisch/wirtschaftlich ausgebildeten Kräften für diese lebenswichtige Aufgabe der High-tech-Gesellschaften.

Alfred Herrhausen hat den denkwürdigen Satz geprägt: "Wir verlieren die meiste Zeit, weil wir nicht bis zu Ende denken". Dies ist der Leitsatz für die Umsetzung von Innovationen, denn ein gutes Forschungsergebnis ist heute nur noch der Ausgangspunkt. Die Umsetzung in die Praxis, d.h. bis zum erfolgreichen Ende, birgt viele Fallen. Durch eine falsche Strategie kann leicht ein kostspieliger Rückschlag bei der Markteinführung oder auch schon in den Genehmigungsverfahren entstehen.

Davon sind besonders langfristige Innovationszeiträume betroffen. Die Einführung eines neuen Energieerzeugungssystems dauert beispielsweise etwa 30 Jahre. Damit entsteht die Frage, wer schon am Anfang der 30 Jahre oder auch nach 10 Jahren Entwicklung eine fehlerlose Vision für die spätere Vermarktung haben kann. Vielleicht liegt hier die Begründung für die kommerzielle Stagnation der Reaktortechnik und der anderen langfristigen Entwicklungen. Obwohl in diesen Gebieten an vielen Stellen der Welt die besten Köpfe beschäftigt werden, droht der fehlende Markterfolg oft eine ganze Generation zu verschleifen.

Nun braucht man aber auch kein schlechtes Gewissen zu haben, wenn einmal eine Innovation wirtschaftlich scheitert. In diesen Fällen trifft Einsteins Feststellung zu, daß der Charakter der Beteiligten erzogen wurde. Auch Jahre nach visionären Großentwicklungen trifft man an vielen Stellen der Wirtschaft erfolgreiche Manager, die ihre Lehr- und Wanderjahre in Projekten absolviert haben, die sich nicht am Markt durchgesetzt haben. Sie sind vielleicht sogar mit größerem Erfolg tätig, weil sie gelernt haben, daß großangelegte Entwicklungen auch einen weniger erfolgreichen Gang nehmen können.

Innovationsmanagement durch Kostendruck

Betrachtet man die Technologiesgeschichte, so sind meist vier Phasen für eine Produktnutzung zu erkennen:

- Zunächst erfolgt stets die Umsetzung einer Idee in einen einfachen Produktionsprozeß.
- Dann schließt sich eine Vergrößerung der Produktionsanlagen an, die wiederum zahlreiche Innovationen auslöst. Ein Beispiel ist der zunehmende Ersatz von Menschen durch Roboter und Mikroelektronik in fast allen Fertigungsprozessen für große Stückzahlen.
- Ausgehend von der in Großanlagen verfügbaren Technik entstehen dann noch größere Innovationsvorhaben bis hin zu Megaprojekten, wie Kernenergie und Weltraumtechnik.
- Schließlich folgt stets die Ernüchterung auf alle Euphorie. Durch die Erfahrungen im F+E-Management, vor allem auch durch Kostendruck, wird das Prinzip Hoffnung auf eine Wundertechnik meist durch Controlling und Ertragsdenken letztendlich abgelöst.

Die Unternehmen in fast allen Industrieländern trennen sich innerhalb dieses Ablaufs besonders gern in Krisenzeiten von zukunftssträchtigen Vorhaben, weil die Mittelknappheit die Entscheidungen erleichtert. Wahrscheinlich aber auch, weil niemand in schlechten Zeiten an die technische Überraschung mit kurzfristig durchschlagender Wirkung auf das Unternehmensergebnis glaubt. Eigentlich merkwürdig, denn nur Innovationen führen aus der Krise, wie überall geschrieben steht.

Die Zeiten für die Innovationsabteilungen haben sich also geändert. Sie stehen heute wie jede normale Unternehmenssparte unter Kosten- und Ergebnisdruck. Intuition allein reicht nicht mehr, planvolles Management und Kosten/Nutzen-Gesichtspunkte prägen zunehmend das Leben derer, die die Innovation in die

Praxis übertragen sollen. Die engen Budgets gefährden manchmal aber auch die Nutzung der Chancen.

Bisher haben nur wenige Unternehmen mit aller Konsequenz diese Erkenntnisse umgesetzt, obwohl es ihnen zugute kommt, wenn sie durch technologischen Realismus die visionäre Innovationswelle der vergangenen Jahre ablösen. Denn letzten Endes tut das solide Vorgehen mit Marktbezug der Innovationsfreudigkeit keinen Abbruch. Nur auf diesem Wege können die wettbewerbsfähigen Arbeitsplätze der High-tech-Gesellschaft von morgen vorbereitet werden.

Neue Aufgaben für den Einzelnen

Länder wie die Bundesrepublik Deutschland haben durch ihre hohen Lohnkosten nur die Chance, mit wirtschaftlichen und umweltfreundlichen Hochtechnologien die Leistungsfähigkeit der Unternehmen zu erhalten. Der Entwicklungsingenieur ist dadurch nicht länger das Kamel, auf dem der Kaufmann zum Erfolg reitet, sondern der Partner des Kaufmanns, dessen Arbeitsplatz er mitsichert. Das Team für die Umsetzung der Innovation in die Praxis - von der Idee bis zum Absatz - ist also besonders gefragt!

Das Strickmuster, das sich in den starken Wachstumsphasen der westlichen Industrienationen bewährt hat, wird in den weltweiten Märkten der Zukunft nicht mehr ausreichen. Die innovativen Wandlungsprozesse werden andere Instrumente erfordern. Dies löst auch Veränderungen in der Aufgabenstellung für den Einzelnen aus. Gut, daß es so kommt, denn nur die vom Markt ausgehenden Veränderungen halten die Unternehmen in Bereitschaft.

Die Umsetzung von Innovation muß also täglich und überall stattfinden. Ohne Zweifel liegt in diesem zentralen Punkt auch die Ursache der schwieriger gewordenen öffentlichen Diskussion zwischen den Unternehmensspitzen, den Mitarbeitern, den Gewerkschaften und der politischen Führung. Denn die Erkenntnis, daß Innovation wirtschaftlich konzipiert werden muß, wird auch zu einer neuen Arbeitsteilung zwischen Staat und Industrie und schließlich weg von den Subventionen für die angewandte Forschung führen.

Das qualitative Fortschrittsdenken wird in Zukunft durch das quantitative ergänzt. Dabei wird jeder Beteiligte die Vorzüge der Innovation nutzen, ohne die negativen Folgen tragen zu wollen. Diese neuen Rahmenbedingungen werden das Verhalten der Menschen nachhaltig ändern. Es besteht dadurch Anlaß, vieles zu überdenken und neu zu gestalten. Auch dadurch werden in allen Bereichen innovative Gedanken entstehen, die einen Multiplikatoreffekt nach sich ziehen. Bildhaft drückt dies Karl Heinrich Waggenerl aus "Ein guter Einfall ist wie ein Hahn am Morgen. Gleich krähen andere Hähne mit".

Demgegenüber haben 50 Nobelpreisträger anlässlich der Umweltkonferenz 1992 in Rio de Janeiro festgestellt, daß an der Schwelle zum 21. Jahrhundert zunehmend irrationale Ideen aufkommen, die dem wissenschaftlichen und industriellen Fortschritt entgegenwirken und die wirtschaftliche und soziale Entwicklung hemmen. Falls diese Auffassung sich verfestigt, werden Innovationen schwerer den Weg in die Praxis finden. Dies kann sich mit Blick auf die Entwicklungsländer und die weltweit stark geforderten nächsten Generationen niemand wünschen.

Die Gesamtsituation ist also instabil. Das zweifelnde "einerseits" und "andererseits", das diese kurze Betrachtung kennzeichnet, hat die zielstrebige Innovationsforschung abgelöst, die im Lebenswerk von Herrn Professor Dr. Schulten noch eine so große Rolle spielte. Zu seiner Schaffensphase wußte man stets, von welchen Persönlichkeiten die Ideen stammten. Heute stecken wir in einem mühsamen Klärungsprozeß aller Beteiligten in Wirtschaft, Politik und Öffentlichkeit. Ein Fazit ist, daß das "Ereignis Idee" durch den "Prozeß Abstimmung" zur Zeit abgelöst wird. Es ist noch offen, welcher Weg sich zum Wohle aller Menschen als richtiger herausstellen wird.

Literatur

1. Albert Einstein, "Out of my later years", The Citadel Press, Secausus, New Jersey 1956
2. Erich Staudt, "Das Management von Innovationen", FAZ-Verlag 1986
3. Arthur D. Little, "Management der F+E-Strategie", Gabler-Verlag 1991

Weltbevölkerungsentwicklung und Energiebedarf

Klaus Barthelt Hans-Joachim Preuß

Es gibt bisweilen alles erschlagende Tagesprobleme. Dann gibt es Probleme, die wochenlang die Schlagzeilen beherrschen oder gar Jahre und Jahrzehnte das Denken überschatten, wie etwa - bisweilen gerade zu dramatisch - der Ost-West-Konflikt. Aber es gibt nur ein Problem, das als das wirklich entscheidende Menschheitsproblem angesehen werden muß und das uns in den kommenden Jahrzehnten immer stärker bedrücken wird: Das ist das exponentielle Wachstum der Menschheit.

Viele andere Aufgaben, die uns heute beschäftigen und die uns in Zukunft beschäftigen werden, sind lediglich Teile dieses einen großen Problems, ob es sich dabei um die Ernährung der Weltbevölkerung handelt, um Umweltschäden, um mögliche Klimaveränderungen oder um die Energieversorgung der Welt.

1. Dramatisches Wachstum der Weltbevölkerung

Der Bevölkerungsfond der Vereinten Nationen (UNFPA) gibt jährlich einen Weltbevölkerungsbericht heraus, in dem die neuesten Erkenntnisse über die Zunahme der Menschenzahl zusammengefaßt sind. Die Zahlen sind dramatisch! Die Erdbevölkerung wächst zur Zeit jährlich um 90 Millionen Menschen, dies entspricht etwa der derzeitigen Einwohnerzahl von Deutschland, Österreich und der Schweiz. Während für das Jahr 1990 eine Weltbevölkerung von 5,3 Mrd. Menschen angegeben wird, werden für 2025 schon 8,5 Mrd. Menschen erwartet. Dies sind 3,2 Mrd. Menschen mehr als heute. Der Zuwachs wird fast ausschließlich in den Entwicklungsländern erfolgen. Die Industrieregionen der Welt haben nur eine Zunahme um 150 Mill. von 1,2 Mrd. auf 1,35 Mrd. zu erwarten, in den weniger entwickelten Regionen wird sie aber über 3 Mrd. Menschen betragen, von heute 4 Mrd. auf 7,1 Mrd./1/

Ob sich die Menschheit bei 10 oder 12 Mrd. stabilisieren wird, vermag heute keiner zu sagen. Nur daß sie verglichen mit heute noch kräftig wachsen wird, ist sicher. Eine Verdoppelung der Menschheit bis zum Jahr 2050, das heißt in den nächsten 60 Jahren, bedeutet praktisch, daß wir eine zweite Welt erstellen müssen. Alle diese Menschen wollen leben, essen, wollen ein Dach über den Kopf haben und wollen arbeiten. Grundvoraussetzung dafür ist das Vorhandensein von ausreichender und bezahlbarer Energie. Energie ist sozusagen ein Grundnahrungsmittel der Menschen und zum Leben unverzichtbar. Die wachsende Menschenzahl ist daher eine Hauptantriebskraft für einen steigenden Energiebedarf.

2. Das Nord-Süd-Gefälle

Eine zweite Antriebskraft für einen steigenden Energiebedarf kommt aus dem Wohlstandsgefälle zwischen den entwickelten Industrieregionen und den Ländern der Dritten und der Vierten Welt. Zwischen Nord und Süd herrschen enorme Unterschiede im Lebensstandard, die sich am deutlichsten im Energieverbrauch pro Kopf ausdrücken, auch wenn man bei einem Vergleich klimatisch bedingte Unterschiede berücksichtigt. Bezogen auf den Primärenergieeinsatz verbraucht heute das Viertel der Weltbevölkerung in den Industrieländern drei Viertel der Energie, und die drei Viertel der Bevölkerung in den Entwicklungsländern müssen sich mit einem Viertel der Primärenergie zufrieden geben.

Dieses Nord-Süd-Gefälle wird auf Dauer gefährlicher werden als es der Ost-West-Konflikt je war. Es ist eine historische Erfahrung, daß derart gravierende Unterschiede zum Ausgleich drängen, und meist eben nicht evolutionär, sondern abrupt. Wir müssen gemeinsam Lösungen dafür finden, daß auch die Menschen in der Dritten und Vierten Welt ausreichend mit Nahrung, Wohnung und den für ein menschenwürdiges Leben erforderlichen Gütern versorgt werden. Wenn wir für dieses Problem keine Lösung finden, so wird uns der Nord-Süd-Konflikt über den Kopf wachsen, und dies nicht irgendwann, sondern schon sehr bald.

3. Künftiger Primärenergiebedarf der Welt

Die von der Weltenergiekonferenz 1989 eingesetzte Kommission des Weltenergiebedarfes (World Energy Council) hat der Weltenergiekonferenz 1992 in Madrid den Entwurf eines Berichtes über die Energieversorgung der Welt mit dem Titel "Energy for Tomorrow's World - the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement" vorgelegt. /2/ Darin werden drei Fälle für die Entwicklung des Primärenergieverbrauches der Welt bis 2020 beschrieben.

Als wahrscheinlichster Fall (II in Abb. 1) wird für 2020 ein Energieverbrauch von 13,3 Gt OE¹ angegeben; das sind 53 % mehr als der Verbrauch des Jahres 1990, der bei 8,7 Gt OE lag. Während sich der Primärenergiebedarf der entwickelten Regionen (Nordamerika, Westeuropa, Osteuropa) zwischen 1990 und 2020 nur um 10 % erhöht, nimmt der Energiebedarf in Asien, Lateinamerika, in Afrika und dem Mittleren Osten um mehr als das Doppelte zu. (vgl. Abb. 1)

¹1Gt OE = 1 Gigatonne Öleinheiten = 1 Mrd. Tonne Öleinheiten = 1,43 Mrd. Tonnen Steinkohleeinheiten

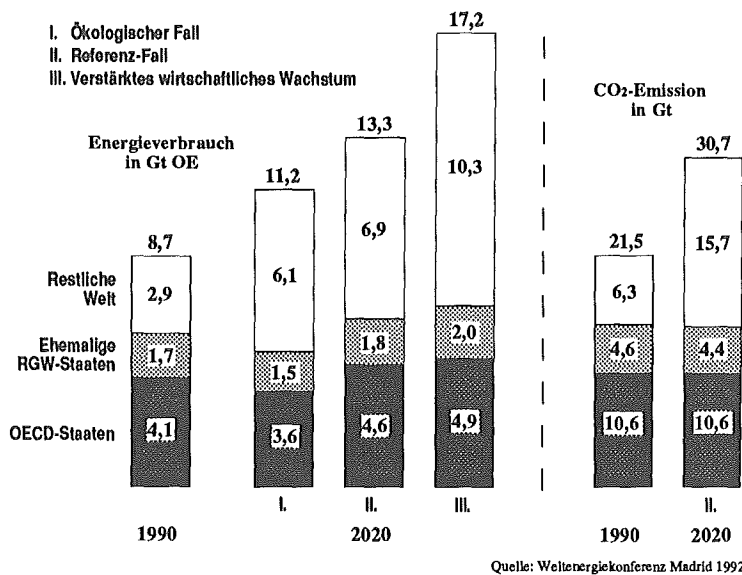


Abb. 1 Weltweiter Energieverbrauch und CO₂-Ausstoß im Jahr 2020

Der ökologische Fall (Ecologically Driven Case, I in Abb. 1) ist durch eine stärkere Verbesserung der Energieeffizienz - 2,5 % pro Jahr Zunahme gegenüber 1,8 % pro Jahr im Referenzfall - gekennzeichnet. In diesem Fall wird 2020 ein Energieverbrauch von 11,2 Gt OE erwartet. Selbst die erhebliche Verbesserung der Energieeffizienz kann den durch die Bevölkerungsentwicklung verursachten Mehrbedarf an Primärenergie nicht ausgleichen. Dabei ist zu beachten, daß die Energieeffizienz zwischen 1970 und 1990 im Mittel nur um 0,93 % pro Jahr stieg. Beim Referenzfall wurde mit 1,8 % ein doppelt so hoher Wert wie der langjährige Trend angenommen. Dies wird mit der erwarteten Modernisierung der Energietechniken und den verstärkten Umwelanforderungen begründet. Damit ist ausgesagt: Energiesparen oder die immer wieder beschworene Effizienzrevolution können einen weiteren Anstieg des Energiebedarfes nicht verhindern - wohl aber vermindern.

Ein dritter Pfad (III in Abb. 1) untersucht die Auswirkung eines verstärkten wirtschaftlichen Wachstums. (Enhanced Economic Development Case) Das Wirtschaftswachstum in den Entwicklungsländern wird um 1 % höher angesetzt als im Referenzfall. Die Verbesserung der Energieeffizienz ist mit 1,5 % pro Jahr ebenfalls niedriger als im Referenzfall angesetzt, aber immer noch höher als in den letzten 20 Jahren. Dies führt zu einem Primärenergiebedarf von 17,2 Gt OE oder fast dem Doppelten des heutigen Wertes.

4. Energievorräte

In den energiepolitischen Diskussionen der 70er Jahre spielte die Frage, wie lange die Energievorräte der Erde noch reichen, eine dominierende Rolle. Hier gibt der ebenfalls zur Weltenergiekonferenz 1992 in Madrid vorgelegte Überblick über die Weltenergieserven eine beruhigende Antwort. Die vor 20 Jahren in naher Zukunft befürchtete Erschöpfung der Energievorräte war unbegründet. Dies gilt vor allem für die fossilen Energieträger. (Tab. 1 nach /2/); siehe auch /3/)

Tab. 1 Nachgewiesene Reserven und zusätzlich gewinnbare Ressourcen fossiler Energieträger in Gt OE

	Nachgewiesen	Zusätzlich gewinnbar
Steinkohle	474	3400
Braunkohle	110	-
Erdgas	108	220
Öl (Konventionell)	137	200
Öl (Unkonventionell) ²	-	600

Für die nachgewiesenen und heute wirtschaftlich gewinnbaren Reserven gibt der Weltenergieat folgende Reichweiten (Reserven geteilt durch heutigen Verbrauch) an: Öl 44 Jahre, Gas 57 Jahre, Steinkohle 197 Jahre und Braunkohle 293 Jahre. Nach Tabelle 1 sind die zusätzlich gewinnbaren Ressourcen (unter der Annahme hoher, aber nicht prohibitiver Preise) noch einmal deutlich größer, bei Öl und Gas um den Faktor 2, bei Kohle fast um das Sechsfache.

Der Energiegehalt der Uranreserven bis zu der Preiskategorie von 130 US \$/kg U wird für die gesicherten Vorräte bei Einsatz in thermischen Reaktoren und künftig auch in Brütern mit 3000 Gt OE (5.000.000 t Uran) und für die geschätzten Ressourcen mit 9000 Gt OE angegeben./2/ Zum Vergleich: der heutige Energiebeitrag des Uran beträgt weltweit 0,4 Gt OE.

Die nichtregenerativen Energieträger (fossile Brennstoffe und Uran) sind also noch ausreichend vorhanden; eine globale Verknappung aus Ressourcengründen ist nicht zu erwarten. Dies heißt allerdings nicht, daß es regional oder vorübergehend nicht zu Versorgungsengpässen kommen könnte. Internationale Konflikte oder Handelsstreitigkeiten können die Versorgung zeitweise unterbrechen.

²Ölsande, Ölschiefer, Bitumen

5. Begrenzung des Energieverbrauchs durch Umweltbelastungen

Die Begrenzungen für die Energieversorgung der Menschheit kommen in den vor uns liegenden Jahrzehnten nicht aus der Erschöpfung der Energievorräte: Sie liegen in den Umweltbelastungen, die mit der Energieerzeugung und -nutzung verbunden sind. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, daß es noch weitere Hemmnisse gegen die Sicherstellung einer weltweit ausreichenden Energieversorgung gibt: z. B. institutionelle und technisch-wirtschaftliche Bedingungen oder der Mangel an Kapital.

Keine Energietechnik ist völlig umweltneutral - nichts gibt es umsonst. Jede Technik, wie jedes menschliche Handeln, stellt immer auch einen Eingriff in die Natur dar. Dabei gibt es in der Beurteilung der Umweltfolgen der Energieerzeugung einen bemerkenswerten Unterschied zwischen den Industrie- und den Entwicklungsländern: In den Industrieländern haben die globalen Umweltprobleme wie z. B. der Treibhauseffekt einen hohen Stellenwert, während in den Entwicklungsländern vor allem die lokalen und regionalen Umweltbelastungen z. B. durch Staub oder durch Schadstoffausstoß wie SO_2 oder NO_x beachtet werden.

Die Industrieländer sind daher in zweifacher Weise aufgefordert sich für eine weltweite umweltfreundliche Energieversorgung einzusetzen: Sie müssen ihre Kenntnisse und Techniken auf die Entwicklungsländer übertragen, die bei ihnen zu einer deutlichen Verminderung des Schadstoffausstoßes geführt haben. Dies sind insbesondere bei der Kohlenutzung die Rückhaltetechniken für Schwefeldioxid und für die Stickoxide. Andererseits müssen sie eine Strategie entwickeln, die globale Umweltgefahren begrenzt.

Hier sind vor allem die Befürchtungen zu nennen, die mit dem Treibhauseffekt zusammenhängen und die zur Forderung führen, die Verbrennung fossiler Energieträger zu verringern. Aber: Es wäre eine Illusion zu glauben, wir könnten auf die fossilen Energiequellen Kohle, Erdöl und Erdgas verzichten. Angesichts der wachsenden Nachfrage werden sie in Zukunft sogar noch verstärkt genutzt werden müssen. Der Weltenergiearat rechnet für das Jahr 2020 mit einem Verbrauch an fossilen Energieträgern von 7,1 Gt OE im niedrigsten Fall und bis zu 12,9 Gt OE im höchsten Fall. Heute liegen wir bei 6,8 Gt OE. Dadurch wird im Jahr 2020 für den Referenzfall ein 40 % höherer CO_2 -Ausstoß erwartet als 1990. (Abb. 1). Die OECD- und die ehemaligen RGW-Staaten können ihren CO_2 -Ausstoß etwa konstant halten und liegen damit auf der Linie der Beschlüsse der Konferenz für Umwelt und Entwicklung in Rio. In den südlichen Regionen dagegen muß mit einem mehr als verdoppelten CO_2 -Ausstoß gerechnet werden; ein Hinweis darauf, in welchen dramatischen Zwiespalt die Welt gerät, wenn sie den Erfordernissen einer angemessenen

wirtschaftlichen Entwicklung in der Dritten Welt und den Erfordernissen des Klimaschutzes gleichzeitig nachkommen will.

6. Beiträge zur Minderung der CO₂-Emissionen

Die vielen Vorschläge und Strategien zur Verringerung der CO₂-Emissionen lassen sich unter zwei Gesichtspunkten zusammenfassen: Die Energie muß künftig effizienter erzeugt und genutzt werden als dies heute noch der Fall ist, und es müssen künftig mehr CO₂-freie Energieträger eingesetzt werden.

6.1. Effizientere Energienutzung

Es gibt keinen Zweifel, daß Energie an vielen Stellen effizienter genutzt werden kann. Bekannte Beispiele sind die Verringerung des Heizwärmebedarfs durch besser isolierte Häuser oder die Verringerung des Treibstoffbedarfs durch bessere Motoren. Weitere Beispiele sind die elektrischen Maschinen und Geräte, deren Stromverbrauch in den letzten Jahren bei gleichem oder gar höherem Nutzen für den Verbraucher deutlich - in vielen Fällen mehr als 50 % - reduziert werden konnte.

Der elektrische Strom ist eine Energieform, die sich zweckgerichtet, höchst angepaßt, gut regelbar und in nahezu jeder gewünschten Größe anwenden läßt. Alle modernen Techniken arbeiten deshalb mit elektrischem Strom. Beispiele sind die Hochfrequenztechniken, die Infrarotanwendungen, Induktionsheizungen, Lasertechniken und alle Anwendungen der Mikroelektronik. Diese Techniken sparen durch ihre gut geregelte, gezielte Anwendbarkeit häufig Primärenergie obwohl sich der Stromeinsatz erhöht. Das in der energiepolitischen Diskussion in den Vordergrund geschobene Wirkungsgradargument "Stromnutzung ist schlecht, weil bei der Stromerzeugung hohe Abwärmeverluste auftreten" greift zu kurz, weil die Verluste bei der Stromerzeugung durch die Gewinne bei der Stromanwendung überkompensiert werden.

Die Modernisierung der Industriegesellschaft und die Industrialisierung der Entwicklungsländer erfordern deshalb gerade unter dem Aspekt des Energiesparens einen verstärkten Ausbau des Stromversorgungssystems. Dies kommt auch in den Erwartungen des Weltenergiesrates zum Ausdruck: die Weltstromerzeugung wird sich im Referenzfall verdoppeln und damit wesentlich stärker wachsen als der gesamte Primärenergiebedarf.

6.2. Effizientere Energieerzeugung

In welchem Umfang bei der Erhöhung des Wirkungsgrades von Kraftwerken technische Pionierleistungen erbracht worden sind, fast ohne daß sie öffentlich

zur Kenntnis genommen wurden, mag folgender Hinweis verdeutlichen: Unsere heutigen Kohlekraftwerke verbrauchen, trotz Entschwefelung, Entstickung und Entstaubung, weniger als die Hälfte der Kohlemenge je Kilowattstunde wie die besten Kraftwerke nach dem 2. Weltkrieg. Waren es damals rund 700 g je Kilowattstunde, so sind es heute ganze 320 g. Und die Entwicklung steht nicht still: Es werden Werte weit unter 300 g angestrebt. Diese enorme Verbesserung schont nicht nur die Kohlevorräte, sondern auch Umwelt und Klima und schafft eine verantwortbare Voraussetzung für die weitere Nutzung der Kohle. Durch Kombination verschiedener Techniken - die Zusammenschaltung von Gasturbinen und Dampfturbinen im sog. GUD-Prozeß - ist es in den letzten Jahren gelungen, den Wirkungsgrad von erdgas- oder erdölbefeuerten Kraftwerken von etwa 40 % auf über 50 % zu steigern, d. h. um mehr als 25 %!

Solche Entwicklungen vollziehen sich nicht in großen spektakulären Sprüngen, sondern sind das Ergebnis jahrzehntelanger und zäher Ingenieursarbeit auf vielen Teilbereichen der Technik. Sie bestätigen, daß auch unter einer Strategie der CO₂-Minderung der Einsatz von fossilen Brennstoffen verantwortbar ist. Diese Techniken sind vorhanden - sie müssen nur angewandt werden!

6.3. Übergang zu CO₂-freien Energietechniken

Ein weiteres Element einer globalen Strategie zur Verringerung der Treibhausgasemissionen stellt der Übergang zu den CO₂-freien Energietechniken dar. CO₂-frei sind die Kernenergie und die regenerativen Energiequellen. Eine künftige, dem Streben nach geringen CO₂-Emissionen verpflichtete Industriegesellschaft ist daher auf die verstärkte Nutzung dieser Energietechniken angewiesen.

Es sei vermerkt, daß schon heute viele europäische Länder ihren Strombedarf weitgehend CO₂-frei aus Kernenergie und Wasserkraft decken; so z. B. Schweden zu 50 % aus Wasserkraft und zu 45 % aus Kernenergie oder Frankreich zu 25 % aus Wasserkraft und zu 70 % aus Kernenergie.

7. Wir brauchen alle Energiequellen

Die wachsende Erdbevölkerung ausreichend mit Energie zu versorgen und gleichzeitig den CO₂-Ausstoß konstant zu halten oder gar zu verringern, ist wohl eine der größten Herausforderungen, vor der die Menschheit je gestanden hat. Um dieser Herausforderung gerecht zu werden, brauchen wir alle Energietechniken und alle Energiequellen.

Wir brauchen den sparsamen Umgang mit Energie und die rationelle Energienutzung und -erzeugung. Wir brauchen den Einsatz der fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Gas. Wir brauchen auch die regenerativen, die sich

erneuernden Energiequellen, hier vor allem die Wasserkraft, und wir müssen die Nutzung der anderen Arten der Solarenergie weiterentwickeln und ausbauen, wo immer dies möglich und sinnvoll ist.

Und wir brauchen die Kernenergie und zwar in der ganzen Breite ihrer Anwendungsmöglichkeiten, d. h. im Elektrizitäts- und im Wärmebereich. Die heutige Generation von Kernreaktoren wird fast ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt. Die Anwendungsmöglichkeiten der Kernenergie sind damit noch lange nicht erschöpft: Heizreaktoren können Fernwärme erzeugen, Hochtemperaturreaktoren können Wärme für chemische Prozesse darbieten, in denen Synthesegase für das ganze Spektrum des Chemiebedarfs hergestellt werden können. Kernenergie kann zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt werden und damit einen CO₂-freien Treibstoff zur Verfügung stellen. In diesem Zusammenhang ist auch das in der Kernforschungsanlage Jülich entwickelte ADAM und EVA-Verfahren zu nennen, mit dem der Ferntransport von in Gasen gespeicherter chemischer Energie möglich ist. Die Entwicklung ist nicht am Ende, im Gegenteil: Wir befinden uns erst am Beginn einer langen, breitgefächerten Nutzungsphase der Kernenergie. Die Kernenergie hat ihre Zukunft noch vor sich, nicht hinter sich.

Wir brauchen alle verfügbaren Energiequellen. Das ist unser Beitrag zu der großen Problematik des ungebremsen Bevölkerungswachstums, zu dem notwendigen Wohlstandsausgleich zwischen Nord und Süd und zu einer umweltgerechten dauerfähigen Energieversorgung der Menschheit.

8. Literatur

- /1/ "Weltbevölkerungsbericht 1992," UNFPA Bevölkerungsfonds der Vereinten Nationen; Herausgeber: Deutsche Gesellschaft für die Nationen e. V. Bonn
- /2/ "Energy for Tomorrow's World - the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement", Draft Summary Global Report; World Energy Council, Madrid, September 1992
- /3/ "1992 Survey of Energy Resources", 16 th Edition, World Energy Council

Technische Entwicklungen für die zukünftige Energiewirtschaft in Europa

Alfred Dworak Norbert Verweyen

1. Energiewirtschaft - im nationalen, europäischen, globalen Rahmen

Eine gesicherte, kostengünstige und zugleich umweltschonende Energieversorgung ist neben Verkehr und Kommunikation eine der tragenden Säulen einer gesunden Volkswirtschaft. Die Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz bilden ein Zieldreieck, dessen Optimierung Orientierung für die weitere Entwicklung unserer Energiewirtschaft sein muß. Technische Entwicklungen ermöglichen eine verbesserte Positionierung einer Technologie im Zieldreieck - die angestrebte "optimale" Lage ist dabei Gegenstand gesellschaftlicher Diskussion und Akzeptanz. Sie ist keineswegs für alle Technologien sowie für die verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen identisch. Positionierung im Zieldreieck heißt demnach Konsensfindung, wobei die technische Entwicklung dabei Hilfe bietet.

Die Energiewirtschaft wurde und wird als nationale Aufgabe verstanden, allerdings können die damit verbundenen Herausforderungen nicht mehr national, sondern nur noch europäisch, wenn nicht sogar global angegangen werden.

Ein typisches Beispiel für den längst realisierten, nicht mehr nur national ausgerichteten Ansatz stammt aus dem Bereich der Versorgungssicherheit. Auf nationaler Ebene reagierte Deutschland auf die beiden Ölpreiskrisen durch die Diversifizierung der Energiequellen und der Bezugsländer, auf internationaler Ebene wurde 1974 durch westliche Industrieländer die Internationale Energieagentur gegründet, die sich als wichtiges Instrument zur Preisstabilität des Primärenergieträgers Öl bewährt hat: zuletzt während des jüngsten Golfkrieges.

Neben den Zielkonflikt vergleichsweise gut lösenden Energiewirtschaften in Westeuropa stellt sich die Situation in den Ex-Comecon-Staaten durch die Nichtberücksichtigung jeglichen Umweltschutzes derart dar, daß dort ein - allein schon wegen des Umfanges - internationaler Hilfsansatz auch auf der Ebene der Energiewirtschaft dringend geboten erscheint.

Die Energieversorgung der Staaten Osteuropas auf den technisch, ökonomisch und ökologisch erforderlichen Stand zu bringen, ist eine gewaltige Aufgabe, aber Voraussetzung für die angestrebte Wirtschaftsentwicklung in Osteuropa. Wenn nach den Gründen eines westeuropäischen Engagements gefragt wird, sind neben den

Chancen eines osteuropäischen Marktes hier vor allem die Gefahren für Westeuropa zu nennen, die bei einem Zusammenbruch in den Staaten Osteuropas drohen.

Ein erster Ansatz ist die Europäische Energie-Charta, die nach dem Willen ihrer Urheber ein Vertrauensklima und eine rechtliche Basis für eine optimale Energieversorgung und Nutzung der Ressourcen schaffen soll. Nach dem im Dezember 1991 verabschiedeten Grundsatzdokument wird z.Zt. an der rechtlichen Basis sowie an drei Protokollen zu den Schwerpunktthemen Kohlenwasserstoffe, Kernenergie und nukleare Sicherheit, Energieeffizienz und Umwelteffekte gearbeitet.

Die Kenntnis über den Sicherheitszustand der Kernkraftwerke in Osteuropa führt zu einer Mitverantwortung gerade der Staaten, die einen hohen Sicherheitsstandard realisiert haben. Diese Verantwortung wird in einem ersten Schritt getragen durch Partnerschaften zwischen Kernkraftwerken in Deutschland und in Osteuropa. Hier sind aber dringend politische Schritte und Hilfen notwendig, wie sie auf dem G7-Gipfel in München im Sommer 1992 formuliert wurden.

Dem Treibhausproblem wird heute in Europa größte Bedeutung zugemessen. Eine große Anzahl von Nationen hat auf der Weltklimakonferenz in Rio de Janeiro 1992 beschlossen, die Konzentrationen von klimarelevanten Spurengasen so zu stabilisieren, daß eine Gefährdung des Klimas durch menschliches Handeln ausgeschlossen werden kann. Entscheidend hierbei ist der globale Handlungsansatz, denn keine Volkswirtschaft kann für sich allein durch noch so intensive Reduktionserfolge das "heimische" Klima retten.

2. Treibende Kräfte für technische Entwicklungen

Aus der stetigen Arbeit an der optimalen Positionierung einer Technologie im Zieldreieck Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz ergeben sich die treibenden Kräfte für die ständige Weiterentwicklung der verwendeten Techniken. Als Beispiel mögen die Arbeiten an den regenerativen Energien dienen, die einerseits das Ziel des Umweltschutzes im Auge haben, andererseits aber auch auf eine langfristige Versorgungssicherheit hinzielen. Beide Ziele können aber auch nur dann angemessen befriedigt werden, wenn Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Innerhalb des Spannungsfeldes zwischen den drei Zielen eröffnen sich dabei durchaus neue Perspektiven. Diese neuen Sichtweisen haben Einfluß auf die durch Gesellschaft und Politik festgelegte optimale Position einer Energieversorgungstechnologie im Zieldreieck. So führt Energiesparen als Beispiel einer neuen Perspektive zu einer erhöhten Versorgungssicherheit. Ob die dazu benötigten Technologien den Anforderungen von Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz genügen, ist im Einzelfall zu beantworten. Ein weiteres Beispiel stellt die fehlende Akzeptanz der Kernenergie dar, damit verbunden die Gefahr der teilweisen Aufgabe einer

diversifizierten Energiewirtschaft und der Verzicht auf eine kostengünstige Stromerzeugungstechnik sowie auf Umweltschutz. Die Bemühungen um die weitere Reduzierung des Restrisikos führen bei den Kernkraftwerken zu einem Einbeziehen auch von Entwicklungslinien, die nicht der evolutionären Fortentwicklung der heutigen LWR-Technik entsprechen. Als typisches Beispiel sei hier der von R. Schulten konzipierte Kugelhaufen-Reaktor, eine Entwicklungslinie der gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren, genannt. Auch Energiepreissteigerungen, z.B. durch die aus Umweltschutzgründen geforderte CO₂-Steuer, haben einen Einfluß auf das Kapital-/Energiekosten-Verhältnis von Stromerzeugungsanlagen und können dadurch zum Einsatz von neuen bzw. verbesserten Technologien führen.

Neben gesellschaftlichen Prozessen, die die optimale Position einer Technologie im Zieldreieck beeinflussen, können die Technikfolgenabschätzung oder neue Erkenntnisse - speziell im Bereich des Umweltschutzes - Auswirkungen auf die Beurteilung von Technologien haben. Z.B. kann sich durch den Versuch, eine ökologische und energetische Gesamtbilanz einer Energiekette aufzustellen, die Priorität von Energieträgern in Relation zu anderen verschieben. Auch die Internalisierung von externen Kosten, wie sie im Bereich der Stromerzeugung in einem wichtigen Schritt durch die Großfeuerungsanlagen-Verordnung erfolgt ist, kann zu neuen Bewertungen in der Wirtschaftlichkeit führen.

3. Welche technischen Entwicklungen sind absehbar?

Die Beschreibung aller technischen Entwicklungen, die in Zukunft aktuell werden könnten, würde den Rahmen dieses Beitrages sprengen. Viele Entwicklungen werden jedoch in den zahlreichen Beiträgen dieses Bandes detailliert beschrieben.

Daher soll im folgenden das breite Spektrum der Möglichkeiten in der Energiewirtschaft zur Deckung der geforderten Energiedienstleistungen Wärme, Kraft, Licht und Information übersichtsweise diskutiert werden. Die Energiedienstleistungen Licht und Information werden dabei unter dem Stichwort Strom behandelt.

3.1. Kernenergie

Kernenergie ist eine zentrale Stromerzeugungstechnik. Der Einsatz zur Wärmeversorgung ist prinzipiell möglich und auch realisiert, wird aber erst nach Erreichen höherer Akzeptanz und Einführung kleinerer Leistungsgrößen an Bedeutung gewinnen. Der Hochtemperaturreaktor wäre aufgrund seiner Flexibilität in der Temperatur der Wärmedarbietung für einen Einsatz im Wärmemarkt besonders geeignet. Aus den sich beim HTR-Einsatz ergebenden Möglichkeiten nuklearer Prozesswärme sei hier das ADAM-EVA-Konzept von R. Schulten erwähnt, das einen latenten Wärmetransport per Gas erlaubt. Allerdings ist wegen der im allgemeinen

mangelnden Wirtschaftlichkeit der Einsatz nuklearer Prozeßwärme langfristig nicht absehbar.

Die gegenwärtigen und vermutlich auch zukünftigen Entwicklungen in der Kerntechnik verfolgen in Deutschland, aber auch in anderen Staaten, neben Aspekten wie der höheren Verfügbarkeit und Wirtschaftlichkeit vor allem das Ziel der weiteren Erhöhung der Reaktorsicherheit und damit des Akzeptanzgewinns. Dabei lassen sich zwei Felder abstecken, auf denen Fortschritte erzielt werden müssen, damit die Option Kernenergie auch in Zukunft von der Menschheit akzeptiert wird: der Kernbrennstoffkreislauf und die Reaktorsicherheit.

Bedeutender als die Toxizität des Plutoniums erscheint das Problem der Proliferation, z.Z. besonders akut wegen der vagabundierenden Stoffe, die aus dem Bereich der GUS stammen. Die Gefahr, daß im Nahen und Mittleren Osten weitere Staaten ein atomares Waffenarsenal aufrüsten, erscheint realistischer denn je. Dazu stehen radioaktive Stoffe nicht nur aus den Waffenbeständen der einzelnen GUS-Staaten zur Verfügung, sondern auch aus den Brennstoffkreisläufen der dortigen zivilen und militärischen Kernkraftwerke. Eng mit dem Stichwort Proliferation verbunden ist die Diskussion um die Themenkomplexe Wiederaufarbeitung von abgebrannten Brennelementen, MOX-Brennelement-Fertigung und Einsatz, direkte Endlagerung. Im Falle der direkten Endlagerung muß das Plutonium, auch im Falle einer sogenannten Denaturierung, die einer Verdünnung entspricht, in den Endlagerstätten vor unbefugtem Zugriff geschützt werden. Der Brennstoffkreislauf mit Wiederaufarbeitung und MOX-Brennelement-Einsatz in Kernkraftwerken bietet dagegen den Vorteil, daß Plutonium vernichtet wird. Daneben könnte das Konzept des Plutoniumbrenners in Zukunft die Möglichkeit bieten, Plutonium sowohl aus militärischer als auch ziviler Nutzung zu vernichten.

Zielsetzung im Bereich der Reaktorsicherheit ist, im Falle eines noch so unwahrscheinlichen Störfalles die Auswirkungen auf dieses Kernkraftwerk selbst zu begrenzen. Dazu werden auch Reaktorkonzepte betrachtet, die eine inhärente Sicherheit gegen Kernschmelze aufweisen. Allerdings ist ein Reaktorkonzept niemals in bezug auf alle möglichen Schadensfälle inhärent sicher - und auch inhärente Sicherheit entspricht nicht der absoluten Sicherheit.

3.2. Kohle

Kohle ist der Primärenergieträger, dessen z.Zt. wirtschaftlich gewinnbare Vorräte am längsten in die Zukunft reichen. Durch die geographische Streuung der Lagerstätten, überwiegend in politisch stabilen Regionen, und durch die hohe Anzahl von Lagerstätten, die bei geringen Preissteigerungen wirtschaftlich abgebaut werden können, gilt Kohle als sicher verfügbarer Rohstoff mit nur begrenzter Kostensteigerung.

Kohle wird in der Regel in großen Einheiten verstromt; die Verwendung im Wärmemarkt erfolgt weitgehend über Fernwärme, könnte in Zukunft auch über "Kohle per Draht", also über Strom z.B. zum verstärkten Wärmepumpenbetrieb, erfolgen.

Gerade unter dem Gesichtspunkt der Konkurrenz zu anderen Primärenergieträgern und der ungünstigen Ausgangslage bzgl. der CO₂-Emissionen fand und findet eine intensive Weiterentwicklung der Kohleverwertungstechnologien statt. So ist eine erhebliche Wirkungsgradsteigerung bei den konventionellen Kohlekraftwerken zu konstatieren. Daneben finden die Kohleverbrennung in der Wirbelschicht und die Kohlevergasung sowie die Kohleumsetzung unter Druck Eingang in die Verstromungstechnologien.

3.3. Erdöl

Öl, die fossile Primärenergie mit der geringsten Reichweite an wirtschaftlichen Reserven, weist wie das Erdgas große unkonventionelle Vorräte auf, die bei Preissteigerung erschlossen werden können.

Haupt Einsatzbereich des Erdöls in der Bundesrepublik ist neben dem Wärmemarkt der Verkehrssektor. Trotz zahlreicher Ansätze von alternativen Antrieben und Kraftstoffen wird der konventionelle Verbrennungsmotor auch in den nächsten Jahrzehnten voraussichtlich beherrschend bleiben. Abzusehen sind aber deutliche Fortschritte in der Emissionsverringerung von Kraftfahrzeugen über das Zusammenspiel von Motorenentwicklung und Kraftstoffzusammensetzung. Damit geht eine Änderung der Raffineriestruktur in Richtung leichter Produkte einher. Ein weiterer Trend weist in die Richtung vermehrten Biomasseeinsatzes wie zum Beispiel Rapsöl oder Miscanthus bei der Aufarbeitung der Rohöle bzw. Aufbereitung der Kraftstoffe.

3.4. Erdgas

Gas weist gegenüber Kohle Umweltvorteile bei der Stromerzeugung auf: es lassen sich deutlich höhere Wirkungsgrade erreichen, und die spezifische CO₂-Emission des Erdgases liegt unter der der Kohle. Bei der Diskussion um klimarelevante Gase darf allerdings nicht die Emission von Methan bei Gewinnung und Transport vernachlässigt werden. Auch wenn die relevanten Daten bezüglich der Erdgasverluste bei Förderung und Transport nur bruchstückweise vorliegen, ist es bei verantwortungsvollem Umgang mit den Erdgasnetzen eher unwahrscheinlich, daß Erdgas bei Einbezug von Methan neben Kohlendioxid klimaschädlicher als Öl und Kohle ist.

Weitere Vorteile der Erdgasverwendung in Deutschland sind die relative Nähe zu den Förderländern und die gut ausgebaute Infrastruktur. Allerdings liegen neu zu

erschließende Erdgasvorkommen immer weiter von den Verbrauchsschwerpunkten entfernt. Zudem ist die Reichweite der konventionellen Reserven des Erdgases verglichen mit der Kohle geringer.

Erdgas wird aufgrund seiner Anwendungsvorteile hauptsächlich im (dezentralen) Wärmemarkt eingesetzt; ein breiter Einbruch in den Strombereich ist eher nicht zu erwarten - dies vor allem auch deshalb nicht, da bei weiter steigender Nachfrage eine relevante Kostensteigerung des Erdgases wegen des dann nötigen kapitalintensiven Infrastrukturausbaus zu erwarten ist. Eine Preiserhöhung des Erdgases ist im Wärmemarkt eher als im Strommarkt realisierbar, da im Strombereich Erdgas direkt mit preiswerter Steinkohle konkurriert.

3.5. Regenerative Energien

Das Feld der regenerativen Energien umfaßt eine Fülle von verschiedenen Techniken. Die Prognosen über den Einsatz von regenerativen Energien weisen diesen Techniken in naher Zukunft einen begrenzten Anteil an der Energieversorgung zu, da zum Teil die technischen Potentiale per se eingeschränkt sind, zum anderen die Wirtschaftlichkeit dieser Techniken nicht gegeben ist.

Die Nutzung der regenerativen Energien Wasserkraft, Windkraft, thermische Solarenergie und Photovoltaik führt zum Strom, allein Biomasse führt zu einem Brennstoff, der sowohl im Wärme- als auch Strommarkt eingesetzt werden kann. Weltweit hat die Wasserkraft noch erhebliche Potentiale, in Deutschland sind allerdings nur noch geringe Möglichkeiten zum weiteren Ausbau gegeben. Energiegewinnung aus Windkraft ist regional eng begrenzt, da ein sinnvoller Einsatz nur an Standorten mit höherer Windgeschwindigkeit gegeben ist. Photovoltaik und Biomasse haben große technische Potentiale, hier ist man aber speziell bei der Photovoltaik z.B. im Gegensatz zu solarthermischen Anlagen noch weit von der Wirtschaftlichkeitsschwelle für die großtechnische Anwendung entfernt. So ist ein breiter Einsatz der Photovoltaik im mit einer guten Strom-Infrastruktur ausgestatteten Westeuropa noch in keiner Weise absehbar. Die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraftanlagen ist in jedem Einzelfall zu beurteilen. Windkraft liegt in der Nähe der Wirtschaftlichkeit, allerdings teilweise erst aufgrund spezieller Förderinstrumente. So kann für private Betreiber der Betrieb einer Windkraftanlage in Deutschland aufgrund der Vergütungsregeln des Stromeinspeisegesetzes auf Kosten der regionalen Stromkunden sogar gewinnbringend sein. Die Verwendung von Biomasse aus Deutschland wird im Mittel der breiten Palette von Möglichkeiten bei Außerachtlassen von Agrarsubventionen auf absehbare Zeit eher unwirtschaftlich sein. Der Import von aus Biomasse gewonnener Energie aus Entwicklungsländern stellt allerdings eine überlegenswerte Alternative dar.

Letztlich ist bei den regenerativen Energien auch noch nicht geklärt, ob nicht einzelne Technologien bei Einbezug von Herstellung und Entsorgung neben dem bei heutigem Kenntnisstand eher unkritischen Betrieb in eine umfassende Bilanz zurückhaltender bewertet werden müssten. Hier sind insbesondere noch vertiefende Untersuchungen zum sogenannten Erntefaktor, der das Verhältnis von Energieaufwand der gesamten Kette zu Energienutzen beschreibt, vonnöten.

4. Globalisierung der Energieversorgung

Die Energieversorgung mit den Primärenergien Uran, Kohle und Öl ist durch den weltweiten Handel längst global organisiert. Durch den Aufbau großer transkontinentaler Pipelinesysteme besteht auch beim Erdgas die Möglichkeit, auf verschiedene Bezugsquellen zurückzugreifen.

Neben dem Primärenergietransport wächst auch der Endenergietransport über nationale Strukturen hinaus. Außer Gas ist dort zunehmend Strom zu nennen. Im Bereich des Stromtransports zeichnet sich ein Wandel ab, der in Teilbereichen heute schon realisiert ist: die Kopplung großer Verbundsysteme und der verlustarme Strom-Ferntransport per Hochspannungsgleichstrom.

Durch Gleichstromverbindungen werden die großen Netze mehr und mehr miteinander verbunden. So dienen die Gleichstromkopplungen zwischen dem UCPTE- und dem ehemaligen RGW-Netz dem gerichteten Stromexport, ohne daß Störungen des einen Netzes auf das andere übergreifen könnten. Gleichstromverbindungen dienen nicht nur als kurze Verbindungsstücke zwischen zwei Netzen, sondern können auch größere Entfernungen überbrücken, wie das folgende Beispiel zwischen UCPTE- und NORDEL-Netz zeigt. PreussenElektra baut zusammen mit zwei schwedischen Energieversorgungsunternehmen eine Gleichstromkabelverbindung, das Baltic Cable, von Lübeck nach Schweden, um die Stromerzeugung aller Partner zu optimieren und gegenseitig zu besichern.

Die Regel, daß im allgemeinen der Primärenergietransport dem Stromtransport vorzuziehen ist, wird durch die Entwicklungen in der Hochspannungsgleichstromübertragung relativiert. So plant PreussenElektra mit Partnern eine derartige Stromtrasse von Deutschland über Polen und Weißrußland nach Smolensk in Rußland. In weiter Zukunft zeichnet sich der Einsatz der Supraleitung bei dem Stromtransport und der -speicherung ab: die Verluste könnten dadurch weiter reduziert werden. Allerdings wird auch beim verlustfreien Stromtransport per Supraleitung Energie zur Aufrechterhaltung der Supraleitung notwendig sein, so daß nach wie vor Energieverluste vorliegen.

Die Chance, Strom über weite Entfernungen ohne Zeitverzögerung zu transportieren, ermöglicht die weitere Vergleichmäßigung von Stromnachfrage und

-erzeugung. So werden durch transkontinentale Netze u.a. im Tagesverlauf durch die Zeitzonenverschiebung die anfallenden Spitzenlasten ausgeglichen; die Nutzung bestehender Kapazitäten kann optimiert, und die Kraftwerke können gegenseitig besichert werden.

Transkontinentale Netze begünstigen daneben den verstärkten Einsatz regenerativer Energien wie Sonne und Wasserkraft. Der Einfluß einer wechselnden Himmelsbedeckung und des Tag-Nacht-Rhythmus auf die solaren Stromerzeugungsanlagen wird durch die Einbindung in ein transkontinentales Netz verringert. Auch die Wasserkraft mit ihren Leistungsschwankungen über das Jahr kann durch Einspeisung in große, aufnahmefähige Netze auch während wasserreichen Zeiten optimal ausgenutzt werden.

Die sich durch Fortschritte im Stromtransport eröffnende Perspektive könnte ebenfalls gravierende Auswirkungen auf die Standortwahl neuer Kraftwerke haben. Gerade hier wird wieder die Bedeutung einer nationenübergreifenden Energie- und Umweltpolitik deutlich, um unverantwortbares Umweltdumping durch Kraftwerksstandortverlagerungen zu vermeiden. Andererseits bietet diese Entwicklung die Möglichkeit, eine umweltverträgliche Energieversorgung und -infrastruktur in weniger entwickelten Ländern aufzubauen. Die dadurch erreichte Integration ist für alle Seiten von Vorteil.

Eine oft diskutierte Frage ist, ob Wasserstoff neben oder sogar statt Strom in der Zukunft als Endenergieträger an Bedeutung gewinnen kann. Als Vorteil des Wasserstoffs gegenüber dem Strom werden die Speicherbarkeit und die Transportfähigkeit über weite Strecken genannt. Je nach Periodenlänge, die durch Speicherkapazitäten abgesichert werden muß, bieten sich für den Strom verschiedene Techniken - u.a. über transkontinentale Verbundnetze - an. Durch die Technik der Hochspannungsgleichstromübertragung liegen die Kosten und energetischen Verluste der Stromfernübertragung unterhalb der des Energietransportes via Wasserstoff. Als Hauptthema bei der Einführung von Wasserstoff erscheint die Wirtschaftlichkeit. Auch die Frage der volkswirtschaftlichen Belastung durch den Aufbau einer neuen Infrastruktur, ohne daß sich eindeutige Vorteile gegenüber dem Strom ergeben, ist zu stellen.

5. Schlußbemerkung

Auch wenn der Blick in die Zukunft - besonders was technische Entwicklungen betrifft - anerkannterweise schwierig ist, so bleibt festzuhalten: die Herausforderungen der Zukunft sind nicht mehr national zu meistern, sie erfordern eine internationale, wenn nicht gar globale Zusammenarbeit in der Politik als Rahmen für überregionale Zusammenarbeit in der Energiewirtschaft.

Aktuelle wirtschaftliche und ökologische Probleme bei der Nutzung regenerativer Energiequellen

Manfred Kleemann Manfred Walbeck

1. Einführung

Regenerative Energiequellen sind die ältesten Energiequellen der Menschheit. So diente Brennholz schon vor Beginn der Hochkulturen des Altertums zum Kochen und Heizen. Windmühlen, Wasserräder und Segelschiffe sind vom Altertum bis in die Neuzeit genutzt worden. Mit der industriellen Revolution führten erhöhte Anforderungen an die Energiedichten der Prozesse zur Ablösung der regenerativen Energien durch die fossilen Energieträger. Die geringe Energieintensität der Sonneneinstrahlung und der daraus entstehenden erneuerbaren Energieformen Wind, Umweltwärme und Bioenergie im Vergleich zu herkömmlichen Technologien und Energieträgern zeigt Tabelle 1.

Tab. 1 Flächenbezogene Leistungsdichten regenerativer Energiequellen im Vergleich zu herkömmlichen Technologien und Energieträgern

<u>Regenerativ</u>	W/m ²
Jahresmittel der Sonnenstrahlung in Deutschland	133
Spitzenwert der Sonnenstrahlung um die Mittagszeit	1000
Jahresmittel des Windes an der Nordseeküste	490
Bei Sturm (20 m/s)	4800
Biomassezuwachs (Mittelwert)	2
<u>Herkömmlich</u>	
Wärmestrom durch die Kochplatte eines Elektroherdes	100.000
Wärmestrom durch die Heizflächen eines Dampfkessels	600.000
Elektr. Strom durch Kabel im Haushalt	1.000.000
Erdgasstrom durch eine große Fernleitung	15.000.000.000

Heute übliche Technologien arbeiten mit Leistungsdichten, die z.T. um mehrere Zehnerpotenzen höher sind als die Dichten der regenerativen Quellen. Sollen nennenswerte Energiemengen eingefangen werden, dann müssen sehr große Solarkollektorflächen aufgestellt werden, ausgedehnte Ackerflächen mit Biomasse bepflanzt werden oder es sind sehr große und sehr viele Windräder zu installieren. Die Folge ist ein hoher Materialeinsatz, der hohe Kosten und nicht vernachlässigbare Umweltbeeinflussungen nach sich zieht.

Desweiteren ist die Verfügbarkeit von Sonnenenergie und Windenergie durch tages- und jahreszeitliche Veränderungen sowie durch witterungsbedingte Schwankungen stark eingeschränkt. Zur Sicherung einer bedarfsgerechten und zeitlich planbaren Energiebereitstellung muß ein Energiesystem auf der Basis erneuerbarer Energiequellen in der Regel mit einem zweiten Versorgungssystem

gleicher Leistungsfähigkeit im Verbund arbeiten, denn mit Windrädern und Photovoltaikanlagen lassen sich zwar Brennstoffe einsparen aber keine Kraftwerkskapazitäten.

Als Anfang der 70er Jahre die Furcht vor einer drohenden Verknappung des Energieangebots, gipfelnd in der ersten Ölpreiskrise, die Suche nach neuen Ansätzen zur Lösung des zukünftigen Weltenergiebedarfs initiierte, fanden die regenerativen Energiequellen wieder erhöhte Beachtung, weil sie ein unerschöpfliches Reservoir darstellen. Die weitere Entwicklung hat dann gezeigt, daß die Energiereserven groß genug sind. Die damit verbundene Entwicklung der Energiepreise hat die Chancen der regenerativen Energien benachteiligt. Die letzten Jahre haben uns aber auch gelehrt, daß uns nicht die Höhe der Energiereserven sondern die Belastbarkeit der Umwelt Grenzen bei der Nutzung fossiler Energieträger setzt. So besteht heute weitgehend Übereinstimmung, daß die Emissionen klimarelevanter Gase (insbesondere CO_2) in Zukunft zumindest in den Industrieländern reduziert werden müssen. Die Bundesregierung hat für 2010 ein Einsparziel von 25 % gegenüber 1989 vorgegeben.

Nun ist CO_2 Endprodukt der Verbrennung und nicht wie ein Schadstoff z.B. SO_2 ein eliminierbares Begleitprodukt des Verbrennungsprozesses. Die Vermeidungsstrategien müssen daher andere als z.B. bei der Großfeuerungsanlagenverordnung sein. Abgesehen von Ideen, CO_2 aufzusammeln und so zu deponieren, daß sie nicht die Atmosphäre belasten, sind CO_2 -Emissionen nur dadurch zu vermeiden, daß man die Verbrennung von Kohlenstoff verringert. Dies kann geschehen:

- 1) durch die Substitution kohlenstoffreicher Energieträger durch Energieträger, die weitere Elemente enthalten, die bei der Oxidation Energie freisetzen z.B. Erdgas (CH_4),
- 2) durch die Verringerung der Energienachfrage (Konsumverzicht, Wirkungsgradverbesserung, rationellere Verwendung),
- 3) durch Nutzung von Energiebereitstellungsprozessen, die nicht auf der Verbrennung des C-Atoms basieren. Das sind:
 - die Kernspaltung und die Fusion sowie
 - die Nutzung der regenerativen Energiequellen, die allerdings nicht in jedem Fall CO_2 -emissionsfrei ist.

Die unter 1) und 2) aufgeführten Maßnahmen führen per se zu um so höheren Kosten, je stringenter eine Emissionsreduktion angegangen wird. Somit kann sich in Zukunft die relative Konkurrenzfähigkeit für die regenerativen Energiequellen verbessern, so daß eine erneute Betrachtung dieser Optionen gerechtfertigt ist.

2. Windkraftnutzung

Es gibt heute am deutschen Markt eine Reihe von mehr oder weniger technisch erprobten Windkraftanlagen bis 300 kW. Verkaufspreise werden im Bereich von 1.900 DM/kW bis 2.700 DM/kW (ab Werk) angegeben. Für Transport, Fundament, Anschluß und sonstige Nebenkosten ist noch ein Zuschlag von 13

bis 30 % zu berücksichtigen /1, 2/. Tabelle 2 zeigt die Schwankungsbreite der geschätzten Stromgestehungskosten.

Tab. 2 Einflußparameter der Stromgestehungskosten für Windkraftanlagen von 45 bis 300 kW (umgerechnet nach /1, 2/)

Einfluß- parameter	Spezifische Investition ¹	Betriebs- kosten	Windgeschw. in 10 m Höhe	Gestehungs- kosten ²
	DM / kWh/a	%	m/s ²	DM / kWh
Anlagentyp	1,1 - 1,3	3,2	5,6	0,18 - 0,21
Standort	1,6 - 0,9	3,2	5,0 - 6,2	0,26 - 0,15
Serienherst. ³	0,83 - 0,98	2,5	5,6	0,13 - 0,16

1: Ohne Grundstückskosten

2: Ohne Berücksichtigung von Zuschüssen, Abschreibungsdauer 12,5 Jahre, Zinssatz 8 %

3: Kostendegression 25 % bei Fertigung größerer Serien

Die Wirtschaftlichkeit aus der Sicht des privaten oder gewerblichen Betreibers wird erreicht, wenn Zuschüsse gewährt werden oder wenn ein erheblicher Anteil des Eigenbedarfs gedeckt wird und nur der Überschuß für eine Einspeisevergütung von 16,7 Pfg/kWh ins öffentliche Netz geht. Einen erheblichen Einfluß hat der Standort, da die Energieausbeute von der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit abhängt.

Aus der Sicht der Energieversorger stellt sich die Situation völlig anders dar, denn nach dem Prinzip der vermiedenen Kosten darf der Windstrom nicht teurer sein als die Brennstoffkosten z.B. von Kohlekraftwerken, die immer dann entsprechend heruntergefahren werden müssen, wenn die Windkraftanlagen zufällig laufen. Die heutigen Stromgestehungskosten aus Windenergie sind aber noch mindestens doppelt so hoch wie die vermiedenen Brennstoffkosten.

3. Solarthermische Brauchwassererwärmung

Die Sammlung der Sonnenenergie erfolgt heute in der Bundesrepublik Deutschland durch drei verschiedene Niedertemperatur-Kollektortypen (Tab. 3).

Alle Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung benötigen ein vollwertiges herkömmliches Zusatzsystem, z.B. eine Ölheizung, damit bei Schlechtwetter und in den Wintermonaten mit Sicherheit ausreichend Wärme bereitgestellt werden kann. Für den Endverbraucher, der schon eine Ölheizung hat oder der sich eine neue baut, erhebt sich die Frage, ob die zusätzlichen Anschaffungskosten für eine Solaranlage durch die eingesparten Brennstoffkosten in einem vertretbaren Zeitraum zurückgewonnen werden können.

Tab. 3 Charakterisierung heute üblicher Niedertemperatur-Kollektoren

Kollektor	Typischer Temperaturbereich (°C)	Jahres-nutzungs-grad %	Heutige Kosten DM/m ²	Typische Anwendung
1. Kunststoffabs.	20-30	30	60-250*	Schwimmbäder
2. Flachkollektor	20-60	38	240-500	Warmw. Haushalt
3. Vakuum-Kollektor	40-120	50	1100-1300**	Haushalt Gewerbe

* 250 DM/m² sind Kosten für das Gesamtsystem

** Kostenreduktionspotential bei Serienherstellung

In der letzten Spalte von Tabelle 4 sind diejenigen Heizölpreise angegeben, die bei Ablauf der Abschreibungsdauer zu einer Amortisation führen würden. Sie sind so hoch, daß die Anlagen für private und gewerbliche Endbenutzer ohne massive Zuschüsse heute noch weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt sind.

Tab. 4 Anhaltswerte für die Kosten der solaren Brauchwassererwärmung in einem Einfamilienhaus (umgerechnet nach /2/)

Anlagen-typ	Investition ¹ (DM)	Betriebskosten-satz (%)	Solar erzeugte Energie (kWh/a)	Solare Deckungs-rate (%)	Gestehungskosten der Nutzenergie ² (DM/kWh)	Heizölpreise für Amortisation (DM/l)
Mit Speicher	9.000-12.000	1,5	2.650	60	0,49-0,65	3,47-4,63

1: Gesamtkosten inklusive Montage, ohne Berücksichtigung von Zuschüssen

2: Abschreibungsdauer 12,5 Jahre, Zinssatz 8 %

4. Photovoltaische Stromerzeugung

Die Stromgewinnung aus Sonnenlicht mit Hilfe von Halbleiter-Solarzellen wird als eine der aussichtsreichsten Zukunftstechnologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen angesehen. Silizium ist das am intensivsten untersuchte und kommerziell am stärksten genutzte Material für Solaranlagen. Heute übliche Solarzellen aus diesem Werkstoff lassen sich in drei Entwicklungslinien unterteilen.

Monokristallines Material erreicht auf Grund der ungestörten Kristallstruktur den günstigsten Wirkungsgrad (15 %), erfordert jedoch ein recht aufwendiges

und energieintensives Herstellungsverfahren. Demgegenüber kann bei der Produktion multikristallinen Siliziums auf den Verfahrensschritt des Kristallziehens verzichtet werden. Durch die Kornstruktur werden allerdings nur Wirkungsgrade von 13,5 % erreicht. Als Alternative zu der aus einem Block gesägten, mit 0,2 mm relativ dicken kristallinen Siliziumzelle werden Dünnschicht-Zellen aus amorphem Silizium angesehen. Nachteilig ist, daß die amorphen Solarzellen nur einen niedrigen Wirkungsgrad von 5 bis 8 % haben, der durch eine mangelnde Langzeitstabilität noch weiter abfällt.

Ein großes Handicap der photovoltaischen Stromerzeugung ist außerdem die extrem geringe Verfügbarkeit, so können selbst an den sonnenreichsten Standorten in Deutschland nur ca. 1.000 bis 1.200 Vollaststunden erreicht werden. Das ist knapp die Hälfte dessen, was bei der Windenergienutzung im Mittel erreichbar ist. Das Vorhalten herkömmlicher Reservekapazitäten ist also bei der photovoltaischen Stromerzeugung noch viel dringlicher als bei der Windkraftnutzung. Wegen des hohen Aufwandes bei der Herstellung muß ein photovoltaisches Kraftwerk zwischen 3 bis 7 Jahren arbeiten um die Energiemenge zu erzeugen, die zu seiner Herstellung benötigt wurde /4/.

Tab. 5 Stromgestehungskosten in der Bundesrepublik Deutschland für photovoltaische Anlagen mit multikristallinen Siliciumzellen

	Spez. Anlagenkosten		Betriebs- kosten- satz	System- wirkungs- grad	Stromge- stehungs- kosten
	DM/kW _p	DM/kWha	(%)	(%)	(DM/kWh)
Leistungsbereich einige kW	18.000 ¹	16,4 ²	0,5	9	2,21
Leistungsbereich einige MW	14.000 ¹	12,7 ²	1,7	10	1,87

- 1: Inclusive Modulkosten, Anpassungselektronik, Verkabelung und bei Anlagen im MW Bereich nach Tragekonstruktion sowie Infrastruktur
 2: Für 1100 Vollaststunden (sonnenreicher Standort)

Die in Tabelle 5 berücksichtigten Solarzellenkosten sind durch Forschungsförderung und Industriezuschüsse stark subventioniert. Beim derzeitigen Stand der Technik und der Produktionsmenge werden die Selbstkosten der Herstellung ca. doppelt so hoch geschätzt wie die Marktpreise /5/. Trotzdem wird im Laufe dieser Dekade in der Bundesrepublik Deutschland eine Solarzellenfertigungskapazität von ca. 30 MW/a erwartet. Mit einer erheblichen Ausweitung ist langfristig zu rechnen. Die zukünftige Serienfertigung wird die Preise nachhaltig drücken, um wieviel ist derzeit kaum zu sagen.

5. Nachwachsende Energierohstoffe

Die Energie der Biomasse kann mit verschiedenen Konversionsverfahren umgewandelt werden. Allerdings gibt es kaum Verfahren, die alle ökologischen und energiewirtschaftlichen Kriterien gleichermaßen zufriedenstellend erfüllen.

Im Bereich der Wärmeerzeugung zur Raumheizung konkurrieren Holz- und Strohöfen mit konventionellen Öl- oder Gasheizkesseln. Müssen Holz und Stroh auf Vollkostenbasis beschafft werden, dann lohnt sich die Verbrennung nicht mehr /5/. Wirtschaftlich günstiger ist die Situation bei der Nutzung von Abfällen holzverarbeitender Betriebe.

Derzeit existierten in unserem Land einige hundert Biogasanlagen überwiegend in landwirtschaftlichen Betrieben. Diese Zahl dürfte sich aus wirtschaftlichen Gründen kaum vergrößern, da die Durchschnittskosten für die Erzeugung von Biogas mit 25 bis 38 Pfg/kWh angegeben werden.

Für die Äthanolherstellung als Benzinersatz liegen Kostenschätzungen (ohne Berücksichtigung von Subventionen) in der Bundesrepublik Deutschland im Mittel bei 1,56 DM/l Benzinäquivalent. Diese Kosten liegen um ein Vielfaches höher als die derzeitigen Gestehungskosten für Benzin ohne Mineralsteuer. Die Gewinnung von Rapsöl als Dieselerersatz kostet derzeit in der Bundesrepublik Deutschland über 2 DM/l. Zieht man die Beihilfen der EG für den Rapsanbau von ca. 1 DM/l ab, dann ergibt sich ein Rapsölpreis von 0,95 - 1,3 DM/l. Die Einführung der alternativen Kraftstoffe Äthanol und Rapsöl ist nur zu erwarten, wenn die herkömmlichen Kraftstoffe drastisch besteuert werden.

6. Umweltauswirkungen bei der Nutzung regenerativer Energiequellen

Umweltauswirkungen entstehen vor allem durch den massiven Einsatz technischer Geräte, mit denen die in der Natur vorkommenden regenerativen Energiequellen genutzt werden. Im Vergleich zu herkömmlichen Energieumwandlungstechniken ist der Materialeinsatz wegen der geringen Energiedichten 10 bis 30 mal größer je bereitgestellter Energieeinheit. Die Herstellung dieser Nutzungstechnologien verursacht deshalb nicht zu vernachlässigende Umweltbelastungen. Diese sind auf die Lebensdauer der jeweiligen Nutzungstechnologie umzulegen. So berechnete Emissionen werden als "indirekte Emissionen" bezeichnet. Im Gegensatz dazu entstehen "direkte Emissionen" beim Betrieb der Anlage durch Verbrennung fossiler Energieträger oder Biomasse. Tabelle 6 zeigt die spezifischen Schadstoffemissionen wobei sowohl für die Wärmeerzeugung als auch für die Stromerzeugung konventionelle Vergleichssysteme aufgeführt sind.

Die spezifischen Schadstoffemissionen von Holz- und Strohheizungen sind durchweg höher als diejenigen von vergleichbaren Ölheizungen. Die saubere Beherrschung des Verbrennungsvorgangs und der Schadstoffemissionen wird insbesondere bei Kleinverbrennungsanlagen, bei nicht sachgemäßer Bedienung von Hand oder bei feuchtem Brennstoff ein großes Problem. Desweiteren besteht die Gefahr, daß in den Holzöfen von Privathaushalten gefährliche Abfälle unkontrolliert mit verbrannt werden.

Trotz der erheblichen Emissionen hat die energetische Biomassenutzung den Vorteil, daß die CO₂-Freisetzung dann nicht zum globalen Treibhauseffekt beiträgt, wenn sichergestellt ist, daß die entsprechenden Pflanzenmengen nachwachsen. Die Nutzung nachwachsender Energierohstoffe stellt allerdings keinen völlig geschlossenen CO₂-Kreislauf dar. Bereits beim Anbau sind landwirtschaftliche Betriebsmittel (Saatgut, Düngemittel, Pflanzenbehandlungsmittel, Brenn- und Kraftstoffe), mit Fremdenergie in Höhe von etwa 30 bis 50 % des Gesamtenergieertrages des Erntegutes erforderlich /6/.

Tab. 6 Anhaltswerte für spezifische Schadstoff-Emissionen bezogen auf die Netto-Energieerzeugung (/2, 6, 7, 8/ und eigene Rechnungen)

Technologie	Staub, Ruß kg/TJ	SO ₂ kg/TJ	NO _x kg/TJ	C _m H _n kg/TJ	CO ₂ kg/TJ
Ölheizung (20 kW)	4	160	80	27	103.700
Holzofen ¹	150	0 - 57 ²	500	285	152.900
Strohofen	150	120	140	250	148.600
Biogasanlage ⁴	8	133 ³	175	151	206.400
Sol. Warmwasseranlage ⁶	9	13	5	0,2	2.500
Strommix BRD 1989	10	181	119	10	169.000
Photovoltaik ⁵	18	148	67	3	71.800
Windkraftanlage ⁷	8	44	9	0,3	7.520

1: Kleine Anlagen

3: Organ. geb. Schwefel

5: Gesamtsystem,
20 Jahre Lebensdauer,

1100 h/a Ausnutzung, 300 kW

2: Hohe Werte nur bei Rindenverbrennung

4: Biogasanlage 62.000 m³/a, 15 Jahre Lebensdauer

6: 8 m² Kollektorfläche, 15 Jahre

7: 15 Jahre, 2300 h/a Auslastung, 80 kW

Die großtechnische Biomassennutzung wird von vielen Naturschützern als kritisch angesehen, weil dadurch der Boden und die Umwelt wahrscheinlich noch intensiver als durch die heutige Landwirtschaft beansprucht werden. Dies betrifft insbesondere Monokultureffekte, begleitet durch hohe Gaben an Dünger und Pflanzenschutzmitteln sowie den Anbau auf sonst brachfallenden oder extensiv bewirtschafteten Flächen.

Bei der Herstellung der Solarzellen, der Trägerstrukturen und der anderen Kraftwerkskomponenten werden Prozesse eingesetzt, die, wie viele andere Produktionsverfahren, potentiell umweltbelastend sind, weil prozeßbedingte Emissionen auftreten und sehr große Mengen an konventioneller Energie verbraucht werden. Die indirekten Emissionen der Photovoltaik sind für den derzeitigen Stand der Technik in Tabelle 6 für ein 300 kW-Kraftwerk aufgelistet. Die hohe spezifische CO₂-Emission wird durch den herausragenden Anteil konventionell erzeugter elektrischer Energie für die Produktion verursacht. Ein weiterer Kritikpunkt ist der große Flächenbedarf der

Photovoltaikfelder, der bei großen installierten Leistungen zu einem erheblichen Landschaftsverbrauch führt.

Im Hinblick auf die Schadstoffemissionen ist die Windenergienutzung die umweltschonenste Art elektrische Energie zu erzeugen (Tabelle 6). Allerdings bedeutet die Errichtung von vielen Windkraftanlagen ebenso wie die Aufstellung anderer Bauwerke einen Eingriff in die Landschaft und den Lebensraum der Bevölkerung. Darüber hinaus kann der von Windenergiekonvertern ausgehende Schall die Anwohner erheblich belästigen.

7. Literatur

1. H. Wollmerath
Derzeitige Kosten der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen,
Windenergie Bremen '90, 27.-29. Juni '90,
DGS-Sonnenenergie Verlags-GmbH
2. Energie und Klima
Band 3: Erneuerbare Energien, Economica Verlag Bonn und Verlag
C.F. Müller Karlsruhe, 1990
3. Sonnenenergie zur Warmwasserbereitung
BINE Informationspaket, Verlag TÜV Rheinland, Köln 1990
4. G. Hagedorn
Kumulierter Energieverbrauch und Erntefaktoren
von Photovoltaik-Systemen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen
39. Jg. (1989) Heft 11
5. M. Kleemann
Technische, ökologische und wirtschaftliche
Aspekte der energetischen Nutzung von Biomasse
Praxis der Naturwissenschaften Chemie, April 1990
6. Nachwachsende Rohstoffe
Deutscher Bundestag, Bericht der Enquete Kommission, Gestaltung der
technischen Entwicklung-, Technikfolgenabschätzung und -Bewertung
Drucksache 11/7992, 24.9.90
7. Ermittlung der indirekten Luftschadstoffemissionen
Ausgewählter Technologien zur Nutzung regenerativer Energiequellen
Studie im Auftrag von KFA/STE Jülich,
Durchgeführt von: Gesellschaft für Energiesystemtechnik, Essen, Juni 1990
9. Umweltauswirkungen neuer Energiesysteme
Dornier System GmbH, März 1982

Stellenwert der Kernenergie in einer Energiewirtschaft der Zukunft

Hermann Krämer Hans-Ulrich Fabian

1. Einführung

Seit etwa 20 Jahren, nicht zuletzt verstärkt durch den 1992 vom Club of Rome herausgegebenen Bericht "Grenzen des Wachstums" ist die Frage der globalen Energieversorgung mit stets wachsender Aufmerksamkeit in das Bewußtsein der Menschen gerückt. Waren es anfangs noch überwiegend versorgungsstrategische Fragen, Probleme der Ressourcenverfügbarkeit, Abhängigkeit von weltpolitischen Konstellationen, so liegt jetzt der Schwerpunkt der Probleme beim globalen Umweltschutz, seinem Zusammenhang mit dem Wachstum der Weltbevölkerung und den Folgen der sich weiter zwischen den Industriestaaten und den Entwicklungsländern öffnenden Wohlstandsschere.

Die beiden großen Weltenergiekonferenzen 1989 in Montreal und 1992 in Madrid sowie die Weltklimakonferenzen in Toronto und Rio haben sich in einer bislang nicht bekannten Breite mit den globalen Energieperspektiven befaßt und ein Bewußtsein einer unauftrennbaren Schicksalsgemeinschaft der Völker geschaffen. Zwar wurden in Madrid die quantitativen Auswirkungen der weltweiten CO₂ - Emissionen auf das Weltklima von einigen Staaten in Zweifel gezogen. Im Ergebnis aber ist die Dramatik der Fakten und zukünftigen Entwicklungen von allen Staaten anerkannt. Einigkeit besteht in der Notwendigkeit, den relativen Beitrag der fossilen Energieträger zu senken und die Nutzung der regenerativen Energieträger zu fördern. Die Rolle der Kernenergie wurde durchweg positiv bewertet, allerdings auf die schwierige Akzeptanzlage verwiesen.

2. Die globale Ausgangslage

Die verschiedenen Weltregionen sind heute sehr unverhältnismäßig am Energieverbrauch beteiligt. Von den rd. 5,4 Mrd. Menschen verbrauchen die Industrieländer mit 24 % Bevölkerungsanteil rd. 72 % der Primärenergie (11,7 Mrd t SKE), während die Entwicklungsländer mit 76 % Bevölkerungsanteil nur rd. 28 % der Energie in Anspruch nehmen.

Auf die Kernenergie entfällt ca. 5 % des gesamten globalen Energieverbrauchs.

Es ist evident, welche Folgen es hätte, wenn die Entwicklungsländer den gleichen pro-Kopf-Verbrauch wie die Industrieländer hätten (6,6 t SKE/Kopf/Jahr). Dies würde einen Mehrverbrauch von 27 Mrd. t SKE bedeuten, also insgesamt zu einer Verdreifachung des globalen Verbrauchs führen. Es muß bedenklich stimmen, wenn die fiktive Zubilligung unseres Wohlstandsniveaus an die übrigen 3/4 der Welt in die Nähe einer Horrorvision führt.

In dem in Montreal 1989 vorgelegten Bericht "Energy horizons 2000-2020" wird für den Zeitraum bis 2020 ein weltweiter Anstieg des Energieverbrauchs von rd. 53 % prognostiziert. Der größte Teil entfällt allerdings auf die Entwicklungsländer; für sie wird bis 2020 mehr als eine Verdopplung angenommen. Erwartungsgemäß werden zur Deckung des Bedarfs vorwiegend die fossilen Energieträger (73 %) und die Wasserkraft (8 %) beitragen. Die regenerativen Energieträger werden mit 4 % Beitrag abgeschätzt /1/.

3. Die Determinanten einer rationalen Energiewirtschaft

Alle Untersuchungen und Prognosen gehen von Szenarien und Thesen aus, deren Analyse letztlich auch Art und Umfang des Potentials der Kernenergie bestimmen.

Einige wichtige solcher Thesen sind:

1. Die Steigerungsraten des Energieverbrauchs sind mit ca. 150 % (bis 2020) in Asien, Afrika und Südamerika am größten, während Bevölkerung und Energieverbrauch in Nordamerika und Europa nur noch sehr gemäßigt wachsen.
2. Der Zwang zur Respektierung der Begrenztheit aller naturgegebenen Ressourcen wird unausweichlich. Die Kreislaufwirtschaft wird in allen Bereichen des Wirtschaftsgeschehens Eingang finden, und zwar insbesondere in denjenigen Ländern, die bereits einen hohen Lebensstandard und Energieverbrauch haben. Dies zwingt zum rigorosen Einschränken von CO₂ - Emittenten, zum rationellen Einsatz von Energie und zur Effizienzverbesserung energietechnischer Umwandlungen sowie - wo immer wirtschaftlich möglich - zum Einsatz regenerativer Energien. Bei der Bewertung der Kosten sind zukünftig auch die sogenannten externen Kosten mit einzubeziehen.
3. Der Landschaftsverbrauch muß auch in den weniger entwickelten Staaten eingedämmt werden. Landwirtschaftliche Fläche muß zur Deckung des Nahrungsbedarfs neu geschaffen, oder die landwirtschaftliche Nutzung muß durch Dünger - d.h. Energieeinsatz - intensiviert werden. Es sei aber daran erinnert, daß es zur Herstellung von 1 t Dünger des Energiegegenwerts von 1 t Öl bedarf. Nahrungsmittelbedarf induziert folglich Energiebedarf. Sparsamkeit

mit Landfläche setzt in den dichtbesiedelten Weltregionen dem Einsatz von Wind- und Sonnenenergie enge Grenzen.

4. Der globale Mangel an Kapital zwingt zum rationellen Einsatz von Geld pro Energieerzeugungseinheit. Jede Investition muß unter dem Gesichtspunkt des maximalen Nutzens bewertet werden.
5. Die heute bei uns vielfach anzutreffende "Kirchturmperspektive" muß einem globalen Denken weichen. Angesichts der Langfristigkeit der Planung und Langlebigkeit aller Energieerzeugungssysteme verbieten sich kurzatmige und modische Saisonstrategien.

Die Leistungskenngrößen aller zukünftigen Energiesysteme müssen sich an den o.g. Grundsätzen und Anforderungen ausrichten. Dies bedeutet konkret:

- hohe Energiedichte, hohen Wirkungsgrad;
- geringe spezifische Emissionen;
- geringen Kapitalbedarf pro Erzeugungseinheit;
- möglichst hohe Anwendungsqualität;
(immer weniger Energie pro Anwendung)
- zweckoptimierte Verwendung von Rohstoffen;
d.h., der jeweils verwendete Rohstoff soll nicht zugleich für andere Produkte oder Nutzungsarten wertvoller sein (hohes "Nutzungspotential").

4. Die elektrische Energie

Es ist offensichtlich, daß der elektrische Strom, insbesondere, soweit er nuklear erzeugt wird, diese Bedingungen größtenteils erfüllt. Er ist überdies leicht transportierbar und hat ohne Zweifel das breiteste Anwendungspotential.

Daher entfällt ein beachtlicher Teil des Energiebedarfs auf den elektrischen Strom. Sein Verbrauch hat sich in den vergangenen 35 Jahren weltweit um mehr als den Faktor 10 erhöht.

Seine Wachstumsrate ist in den Industriestaaten deutlich höher als die des Energieverbrauchs, was sich durch die divergierende Entwicklung der sogenannten Stromintensität und Energieintensität ausdrückt.

Daher ist der Verbrauchsanteil der Industrieländer am Weltstromkonsum höher als der Energieverbrauchsanteil.

Dies spiegelt deutlich den Trend zu mehr Stromanwendung, je höher die Wirtschaftskraft und der Gesamtenergieverbrauch eines Landes ist. Da heute weltweit noch 62 % der elektrischen Energie auf der Basis fossiler Energieträger erzeugt wird (38 % durch Wasserkraft und Kernenergie), ist ersichtlich, daß das Hauptpotential der Kernenergie beim Verdrängen der fossilen Energieträger im Strombereich liegt.

4.1 Die Rolle der Kernenergie im Strombereich

Die Kernenergie trägt heute zu ca. 17 % an der Weltstromerzeugung von 11000 Mrd. KWh bei. Die rund 420 Kernkraftwerke ersparen dabei der Atmosphäre eine CO₂ -Last von jährlich 1200 Mio. t. Ohne sie lägen die weltweiten CO₂ -Emissionen um rund 20 % über den heutigen Werten. Dies ist keine vernachlässigbare Größe, auch wenn die Kraftwirtschaft "nur" mit rd. 1/4 an den anthropogenen CO₂-Emissionen beteiligt ist /2, 4, 6, 7, 8/.

Die Kernenergie erfüllt aber auch die meisten der anderen unter Ziffer 3, 5 genannten Anforderungen.

So ist der spezifische Flächenbedarf (m² /MWel.) bei der Kernenergie nur rd. 1/500 des Wertes von photovoltaischen Kraftwerken /10/, der Materialeinsatz und damit der Rohstoffverbrauch in t/MW nur rd. 1/5, der spezifische Energieverbrauch für die Errichtung pro installierten MW nur 1/10 und die spezifischen Anlagenkosten nur 1/8. /11/

Es soll damit nicht der Nutzen von regenerativen Stromerzeugungsanlagen (Wind, PV) für bestimmte Einsatzregionen verneint, wohl aber auf die hohen spezifischen Flächen und Kapitalkosten hingewiesen werden, die einer Nutzung dieser Naturressourcen - insbesondere in den Entwicklungsländern mit ihrem Kapitalmangel - im Wege stehen.

Es sollte die Frage erlaubt sein, ob vom Grundsatz her der heute hohe Anteil der fossilen Stromerzeugung mittels Kernenergie substantiell reduziert werden könnte. Gelänge es, die heute rund 6800 fossilen TWh mittels der Kernenergie zu erzeugen, könnte man die CO₂-Emissionsbilanz der Erdatmosphäre um rd. 6 Mrd. t entlasten. Würde dies geschehen - einmal nur als Gedankenexperiment unterstellt - würde man für die Erzeugung dieser 6800 TWh rd. 680 Kernkraftwerke der 1400 MW-Klasse benötigen. Verteilt auf 20 Jahre entspräche dies einem weltweiten Bau von 34 Anlagen pro Jahr. Zwar ist dieses Szenario zur Zeit aus Akzeptanzgründen nicht realisierbar; aus Sicht der Fertigungskapazität wäre es aber kein Problem, zumal solche Zubauzahlen zeitweise weltweite Realität waren. Ohne jeden Zweifel wäre diese Maßnahme in der Lage, dem im Jahre 1988 bei der

Weltklimakonferenz in Toronto vorgegebenen CO₂ -Reduktionsziel nahezu kommen.

Mittelfristig ist ein solches Zubausszenario zwar weltweit nicht realisierbar. Der Einsatz und Zubau von KKW zur Deckung des Verbrauchszuwachses und zur Substitution muß zur Zeit auf die hochindustrialisierten Staaten beschränkt werden, da den Entwicklungsländern die umfangreiche und hochdifferenzierte Infrastruktur nicht zur Verfügung steht, die für den sicheren Betrieb von Kernkraftwerken erforderlich ist.

In den industrialisierten Gebieten wie Europa, Nordamerika und Japan könnte und müßte die Kernenergie zunächst im Strombereich erheblich an Gewicht gewinnen, wenn man die Klimafrage wirklich ernsthaft angehen wollte.

Für die EG wurden zum Beispiel das Substitutionspotential und der Zubau an Kernenergie abgeschätzt, falls das Toronto-Ziel von 25 % CO₂ -Reduktion erreicht werden soll. Dann müssen 67 GW Kernenergieleistung bis 2010 neu errichtet werden, was durchaus erreichbar wäre. /9/.

Weltweit dürfte der Anteil der Kernenergie an der weltweiten Stromerzeugung auf etwa 30 % anhebbar sein, sofern in den industriellen Staaten der bisher mit Kohle erzeugte Strom zur Hälfte durch Kernenergie erzeugt würde.

Die höchsten Zuwachsraten sind in Japan, Korea und Taiwan zu erwarten, wo zur Zeit eine Verdopplung bzw. Verdreifachung der nuklearen Kapazität geplant ist.

4.2 Stromeinsatz im Verkehrsbereich

Zu Recht richten sich erhebliche Bemühungen auf den Einsatz von CO₂-freiem Strom im Verkehrsbereich. Immerhin trägt der Verkehrsbereich in der Bundesrepublik zu ca. 20 % zu den CO₂-Emissionen bei. Gelänge es, größere Anteile des Güterverkehrs auf die elektrisch befahrene Schiene zu verlagern, könnte in der Größenordnung von 5 % der CO₂-Fracht eingespart werden. Deutlich geringer fällt das Potential dagegen für den Einsatz batteriegetriebener Elektroautos aus. Würden zum Beispiel 4 % des Pkw-Bestandes (1,4 Mio. Autos) für den städtischen Nahverkehr mit E-Antrieb ausgestattet, so benötigten sie für die nächtliche Nachladung nur etwa 10 Mio. KWh.

Sie würden aber nur etwa 1/2 Mio. t Benzin im Jahr einsparen, was die begrenzte Rolle des Stromeinsatzes demonstriert. Trotzdem darf auch dieser Weg der Energieeinsparung und Emissionsverminderung nicht ausgelassen werden, wäre doch das CO₂-Minderungspotential höher als das durch alle regenerativen Energieträger heute in der Bundesrepublik faktisch erreichte.

5. Nichtelektrische Anwendungen der Kernenergie

Die Kernenergie kann in praktisch allen Bereichen, bei denen heute noch fossile Energieträger Verwendung finden, mittelbar oder unmittelbar eingesetzt werden.

Sie ist allerdings in den meisten dieser Bereiche heute - noch - nicht wettbewerbsfähig.

Solche Anwendungsbereiche sind

- die Niedertemperatur-Wärmeversorgung in Industrie und Haushalten,
- die Hochtemperaturwärme für
 - o die Synthesegasherstellung zur Nutzung in Chemie und Petrochemie,
 - o die Wasserstofferzeugung aus Gas, Öl, Kohle,
 - o die Methanolherstellung aus Öl, Gas, Kohle und Verwendung im Verkehrsbereich,
- Prozeßdampfherstellung für Industrie, die tertiäre Ölförderung und Meerwasserentsalzung.

Das gesamte Substitutionspotential durch Kernenergie im Wärmebereich ist erheblich. Es läßt sich abschätzen, daß weltweit etwa 20 % des Primärenergieverbrauchs im nichtelektrischen Bereich durch Kernenergie ersetzbar wären. Dabei bietet der Hochtemperaturreaktor eine extrem breite Anwendungspalette.

Würde allerdings die Kernenergie lediglich in herkömmlichen Wärmekraftwerken genutzt, so wäre ihre Rolle bei der Ressourcenschonung relativ begrenzt. Das Uran trüge dann nur zu ca. 4 % zu den nachgewiesenen und möglichen zusätzlichen Energievorräten bei. Es würde dann nur etwa gleich stark zu den Energievorräten der Welt beitragen wie das Erdgas. Sein wirkliches Potential kann das Uran unter dem Gesichtspunkt der Ressourcenschonung und -streckung nur dann entfalten, wenn es in schnellen Brutreaktoren genutzt würde. Dann könnte es einen Anteil von rd. 60 % an den globalen Energieträgervorräten einnehmen /5/.

Zusätzlich ist die Kernenergie in der Lage, die Reichweitenverhältnisse der verschiedenen Energieträger zu verändern. Wenn man zum Beispiel mit einem HTR Methanol für den Verkehrsbereich herstellen wollte, benötigte man für jeweils 2 Mio. t Methanol pro Jahr ca. 0,5 Mio. t Kohle, 700 Mio. m³ Erdgas und rd. 1000 MW HTR-Leistung. Der energetische Wert des Methanols entspräche dem von rd. 1 Mio. t Benzin. Aus dem Beispiel ist ersichtlich, daß die Kernenergie im nichtelektrischen Verkehrsbereich, der in der Bundesrepublik für etwa 20 % der CO₂-Emissionen verantwortlich ist, erhebliches Einsatzpotential hat. Allerdings gilt auch hier, daß der "nukleare Methanolweg" erst dann wirtschaftlich ist, wenn der Ölpreis deutlich über dem heutigen Niveau liegt /3/.

6. Gibt es einen Ausweg aus der Kernenergie-Akzeptanz-Krise?

Die mangelnde Akzeptanz der Kernenergie in einigen Teilen der Welt, vor allem aber in Deutschland, steht in einem paradoxen Widerspruch zu der u.E. zwangsläufigen Schlußfolgerung, daß die Kernenergie schon aus Gründen des

Umweltschutzes und der Ressourcenschonung einen erheblichen Stellenwert im Spektrum der Energieerzeugungsverfahren behalten muß. Die potentiellen, o.g. Beiträge der Kernenergie an der Weltenergieerzeugung sind heute vorwiegend aus Gründen mangelnder Akzeptanz nicht in der genannten Höhe realisierbar. Ein Ausweg kann also nur in der Beseitigung der Ursachen für die offenbar vorhandenen irrationalen Ängste liegen. Wenn es richtig sein sollte, daß die Furcht vor einer nuklearen Katastrophe und die Bedenken wegen einer - vermeintlich - fehlenden Entsorgungsvorsorge die mangelnde Akzeptanz bedingen, wäre an diesen Symptomen anzusetzen. Dann könnte und müßte die Entwicklung eines Reaktortyps, der auch bei einer Kernschmelze keine Außenwirkungen hat, die eine vorübergehende oder dauernde Umsiedlung der Bevölkerung erforderlich machen würde, eine akzeptable Lösung sein.

In diese Richtung zielen die gegenwärtig in den USA und Europa laufenden Entwicklungen. Schwerpunkte dabei sind die weitere Verbesserung der Reaktor-Konzepte im präventiven Bereich, aber auch die Verstärkung von Maßnahmen und Einrichtungen, um die Folgen einer Kernschmelze im wesentlichen auf den Bereich der Anlage zu beschränken. Dabei sollen soweit wie möglich auch passiv wirkende Systemelemente zum Einsatz kommen und inhärent wirkende Sicherheitsfunktionen gestärkt werden.

Die Frage einer befriedigenden Entsorgung ist zwar auch wichtig, wird aber weiterhin überschätzt. Die Kerntechnik verfügt über ausreichende und erprobte technische Verfahren der Konditionierung, Zwischen- und Endlagerung von Abfällen und Reststoffen; sie müssen nur endlich realisiert werden. Hier bedarf es vor allem verlässlicher Weichenstellungen in Politik und Verwaltung. Bei den Brennelementen sind wir aber nicht in Zeitnot. Da vor einer Endlagerung - sei es mit oder ohne vorherige Wiederaufarbeitung - ohnehin eine längere Zwischenlagerzeit erforderlich ist, kann diese dazu genutzt werden, über die optimale Verwendung des Brennstoffs nachzudenken.

7. Fazit und Ausblick

Angesichts der dramatischen globalen Entwicklung von Bevölkerung und Energieverbrauch kann die Menschheit nicht auf einen einzigen Energieträger verzichten. Die Begrenztheit der Ressourcen und die Gefährdung der Atmosphäre zwingen zu einer relativen Reduktion der fossilen Energieträger. Da der Beitrag der regenerativen Energieträger aus Gründen der niedrigen Energiedichte und der hohen spezifischen Errichtungskosten aber nur relativ klein sein kann, muß die Kernenergie auf absehbare Zeit ihren Beitrag nicht nur halten, sondern erweitern. Es ist zur Zeit kein realistisches Szenario konstruierbar, in dem ein Wachstum der Wirtschaft und des Energieverbrauchs, die Befriedigung elementarer Ernährungsbedürfnisse für die Weltbevölkerung, eine Reduktion der Belastung unserer Atmosphäre und zugleich ein Verzicht auf die Kernenergie möglich wäre.

Andererseits können wir mit der Kernenergie allein die Probleme zur Zeit nicht lösen. Solange nicht mit einer neuen Brutreaktortechnik oder der Fusionsenergie ganz neue Dimensionen der globalen Energiewirtschaft eröffnet werden, kann sich der Beitrag der Kernenergie zur Bedarfsdeckung allenfalls bei ca. 20-25 % bewegen. Dabei wird unterstellt, daß für eine absehbare Zeit die Nutzung der Kernenergie den wohlhabenden und technologisch weit entwickelten Nationen vorbehalten bleibt, bis die ärmeren Nationen - bedingt durch eine gewachsene Wirtschaft und ein höheres Wohlstandsniveau - sich ebenfalls Umweltschutz "leisten" können.

Ein Ausstieg aus der Kernenergie unter Beibehaltung des bestehenden Wohlstandsanspruchs der Industriestaaten ist gegenüber dem riesigen, unter Energiemangel leidenden Teil der Welt auch moralisch nicht vertretbar.

Die Nutzung der Kernenergie ist nicht nur sicherheitstechnisch zu vertreten, sondern unter Abwägung alternativer Möglichkeiten auf absehbare Zeit auch geboten.

8. Literatur

1. Hans Michaelis, Martin Czakainski,
Energie für die Welt von morgen.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 11/92
2. A. Voß, Energie und Klima: Ist eine klimaverträgliche
Energieversorgung erreichbar?
BWK 43 (1991) Nr. 1/2, S. 19
3. K. Knizia, D. Schwarz
Die Rolle der Kernenergie im globalen Energie-Szenario des 21. Jahrhunderts.
VGB-Kraftwerkstechnik 70 (1990) Heft 12, S. 982-987
4. Hans Michaelis: CO₂ -Minderung nach Rio.
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 42. Jahrgang (1992),
Heft 8
5. D.A. Davis: Gegenwart und Zukunft der Kernenergie.
VGB-Kraftwerkstechnik 70 (1990) Heft 2, S. 97-101
6. Deutsches Atomforum: Analysen Heft 21, Kernenergie und die
Dritte Welt, Okt. 1988
7. Deutsches Atomforum: Analysen Heft 29, Energiekonsens -
die Kernenergie gehört dazu, Sept. 1991

8. Deutsches Atomforum: Analysen Heft 20, Die Rolle der Kernenergie im Kontext der weltweiten Energieversorgung, Sept. 1988
9. H. Frewer, M. Gattinger, J. Halbritter: Ist der Ausbau der Kernenergie in der EG abgeschlossen?
AtW Aug./Sept. 1989, S. 394
10. H. Schaefer, G. Hagedorn: Hidden Energy and Correlated Environmental Characteristics of P.V. Power Generation, Renewable Energy Vol. 2, No 2, pp 159-166, 1992
11. K. Künstle, K. Reiter u. K. Riedle:
Möglichkeiten und Grenzen der regenerativen Energien, VGB Kraftwerkstechnik 70 (1990), Heft 2, S. 106-114

Energieforschung im Forschungszentrum Jülich (KFA)

Rolf Theenhaus

1. Ausgangslage

Die Erdbevölkerung von derzeit mehr als 5 Mrd. Menschen wächst jährlich um etwa 100 Mio., davon werden etwa 80 Mio. in armen, unterentwickelten und Schwellenländern geboren, während eines Zeitraums von etwa 10 Jahren nimmt die Weltbevölkerung damit um 1 Mrd. Menschen zu. Für eine Menschenmenge, die der Bevölkerung Chinas entspricht, muß zusätzlicher Lebensraum, müssen zusätzliche Lebensbedingungen geschaffen werden, die ein menschenwürdiges Dasein ermöglichen. Neben diesem Bevölkerungswachstum stellt der Aufholbedarf der unterentwickelten Länder, der armen Völker die große Herausforderung der heutigen Zeit dar.

Eine ausreichende und angemessene Energieversorgung ist zweifellos entscheidend und bestimmend für den erreichbaren Lebensstandard. Dieses betrifft Fragen der Ernährung, der Kleidung, des Wohnkomforts der Mobilität, dieses betrifft damit gleichermaßen Fragen der Gesundheit, um nur die wesentlichen Punkte aufzuführen. Vieles spricht dafür, daß auch die Geburtenrate und das Bevölkerungswachstum mit dem Lebensstandard und somit der ausreichenden Verfügbarkeit von Energie eng verbunden ist.

Der weltweite Primärenergieverbrauch liegt heute bei etwa 12 Mrd. t SKE/a, er wächst - trotz aller Bemühungen der industrialisierten Länder, Energie zu sparen - deutlich weiter, im wesentlichen durch den Nachholbedarf der armen Länder und die steigende Weltbevölkerung verursacht. Mehr als 90 % des Weltenergieverbrauchs werden durch fossile Energieträger abgedeckt (Kohle, Öl, Gas und Holz). Der mittlere Energieverbrauch pro Einwohner und Jahr beträgt im Durchschnitt in Deutschland etwa 2 t SKE/a, in den USA liegt er deutlich über 10 t SKE/a, im Weltdurchschnitt bei etwa 2 t SKE/a, in vielen Regionen der Welt liegt er bei 0,2 t SKE/a und noch deutlich darunter. Allein hierdurch, und wenn man sich bewußt macht, daß ca. 25 % der Weltbevölkerung etwa 75 % der Energie verbrauchen, wird die Brisanz deutlich, die in diesem Themenfeld steckt.

Zur Frage der Vorräte und damit zur Frage der Reichweite fossiler Energieträger gibt es viele, zum Teil sich widersprechende Zahlen. Beim Vergleich solcher Zahlen sollte jedoch beachtet werden, daß nur solche Zahlen verglichen werden, die sich auf vergleichbares Ausgangsmaterial stützen. In jedem Falle gilt die

Aussage, daß die Ressourcen relativ eng begrenzt sind und die Reichweite von Öl und Gas je 5 - 8 Dekaden beträgt, von Kohle ca. 500 Jahre unter der hypothetischen Annahme, daß der derzeitige weltweite Primärenergieverbrauch durch jeweils den betroffenen Energieträger gedeckt würde. (Anmerkung: Da es sich an dieser Stelle um eine eher grundsätzliche Betrachtung handelt, sind die Zahlen nicht im wissenschaftlichen Sinne präzise, sondern bezeichnen die Größenordnung, um die es hier geht.)

Erst im Verlauf der letzten 1 - 2 Dekaden ist es auch in das Bewußtsein der Öffentlichkeit gedrungen, daß bei der Betrachtung von Stoffströmen in allen Bereichen der Technik nicht nur die Verfügbarkeit und Ergiebigkeit von Ressourcen und Quellen zu betrachten sind, sondern in steigendem Maße auch der Verbleib der Abfallprodukte, d.h. die Senken für die Stoffströme. Das gilt auch für den Energiesektor. Problem- und Themenfelder wie der Treibhauseffekt und die damit verbundene Klimaveränderung (CO₂-Problem), das Ozonloch, Smogalarm, Mikroklima in dichtbesiedelten Bereichen, die Entsorgung in der nuklearen Energietechnik, darüber hinaus Entsorgungsfragen auf allen technischen Feldern, auch der nichtnuklearen Energietechnik, machen dieses deutlich. Letztlich lassen sich diese Problemfelder auf *einen* Kernpunkt zurückführen, nämlich auf die hohe Weltbevölkerung und deren weiteres Wachstum. Es wird keine Technik geben können, die, mit *globalen* Maßstäben gemessen, ohne Umweltauswirkungen zu realisieren ist. Dies gilt auch und insbesondere für alle Bereiche der Energieversorgung und Energiewandlung.

Vor diesem Hintergrund ist Energiepolitik nur langfristig und letztlich global zu definieren und zu realisieren, in enger Vernetzung mit einer ebenfalls global und langfristig angelegten Umweltpolitik. Zugleich resultiert aus diesen übergreifenden Betrachtungen eine Aufgabe des Staates für die Definition und Realisierung von Energieforschung und Umweltforschung.

2. Die KFA und der Hochtemperaturreaktor

In der Bundesrepublik Deutschland wurde und wird Energieforschung ganz wesentlich in den Großforschungszentren durchgeführt. So wurden bereits in der Gründungsphase des Forschungszentrums Jülich (KFA) Arbeiten zur Entwicklung eines Hochtemperaturreaktors aufgenommen und sehr zügig so weit ausgebaut, daß etwa die Hälfte der Forschungsarbeiten der KFA diesem Themenfeld gewidmet waren. Die Arbeiten zur Entwicklung des Hochtemperaturreaktors (HTR) wurden in enger Arbeitsteilung mit der Industrie durchgeführt. Zu nennen sind hier - ohne Anspruch auf Vollständigkeit - insbesondere die Firmen Brown Boveri & Cie/BBC, Interatom/Siemens, Nukem/Hobeg (Entwicklung der Brennelemente), Sigri (Entwicklung graphitischer Werkstoffe), Rheinbraun AG und auch die Ruhrkohle AG (Nutzung der Hochtemperatur-Prozeßwärme zur

Kohleveredelung). Dabei wurden im Forschungszentrum Jülich vor allem Grundlagenforschung und Grundlagenentwicklung betrieben, Basisdaten erarbeitet, in Demonstrations- und großen Versuchsanlagen sowie Prototypanlagen Ergebnisse demonstriert, Machbarkeiten untersucht und damit die Brücke zur technischen Realisierbarkeit geschlagen. Große Anlagen wie der HTR-Versuchsreaktor AVR, der über 20 Jahre mit Erfolg betrieben wurde und die vorteilhaften Eigenschaften des Hochtemperaturreaktors demonstriert hat, die Prototypanlage zur Nuklearen Prozeßwärme (PNP), die die technische Realisierbarkeit eines nuklearen Fernenergiesystems (Chemical Heat Pipe) unter Beweis gestellt hat, die Heliumturbinen-Versuchsanlage HHV, in der Heliumturbinen bis zu einer Leistung von 300 MW_{el} für den Einkreis-Hochtemperaturreaktor untersucht wurden, sind die wichtigsten Beispiele.

Parallel zur Entwicklung des Hochtemperaturreaktors wurden in den 60er Jahren auch Arbeiten zur Entsorgung der abgebrannten Brennelemente aufgenommen. Seinerzeit ging man davon aus, daß insbesondere in den USA, aber auch in der Bundesrepublik Deutschland ein rascher Zubau von Hochtemperaturreaktoren erfolgen würde, so daß die Wiederaufarbeitung auch für den HTR ernsthaft zu betrachten war. Dabei wurde das Ziel verfolgt, in einer Versuchs- und Demonstrationsanlage JUPITER (Jülicher Pilotanlage für Thorium-Brennelement Reprocessing) die grundlegenden Verfahrenstechniken zu entwickeln und zu erproben. Daß dieser Ansatz dann Mitte der 70er Jahre aufgegeben wurde, hatte letztlich zwei Gründe: zum einen trat eine große Ernüchterung ein, was den Zubau an HTR-Kraftwerken anging, zum anderen setzte sich allmählich die Erkenntnis durch, daß sich gerade die kugelförmigen Brennelemente des Hochtemperaturreaktors mit den "Coated Particles" ausgesprochen gut für eine direkte Endlagerung eignen, die zudem gegenüber der Wiederaufarbeitung die wirtschaftlichere Lösung darstellte. Im übrigen sei hier nur angemerkt, daß der Vergleich zwischen Wiederaufarbeitung einerseits und direkter Endlagerung andererseits auch bei der LWR-Linie höchste Aktualität gewonnen hat.

Mit dem Hochtemperaturreaktor und seinen kugelförmigen Brennelementen (Kugelhaufenreaktor, Schulten-Reaktor) ist ein Reaktorkonzept entwickelt und realisiert worden, das eine Reihe sehr interessanter und positiver Sicherheitseigenschaften vorweist. Dieses betrifft insbesondere das Verhalten bei Kühlmittelverluststörfällen und der selbsttätigen Nachwärmeabfuhr.

3. Das neue Energieforschungsprogramm der KFA

3.1 Sicherheitsforschung und Reaktortechnik

Nachdem in den 80er Jahren viele FE-Arbeiten zum HTR erfolgreich abgeschlossen werden konnten und zum anderen erkennbar wurde, daß kein Kunde bereit

war, in einer zunehmend schwieriger werdenden "Kernenergiewelt" einen neuartigen Reaktortyp zu bestellen, erfolgte in der zweiten Hälfte der 80er Jahre eine deutliche Reduzierung der HTR-Arbeiten in der KFA. Darüber hinaus hat die Verbindung Kernenergie und Kohle mit Blick auf die Kohleveredelung (Kohleverflüssigung, Kohlevergasung) bei den bislang relativ niedrigen Öl- und Gaspreisen keine wirtschaftliche Chance.

Als Konsequenz der nur skizzenhaft aufgezeigten Veränderungen der Randbedingungen ist auch das Energieforschungsprogramm der KFA neu strukturiert und seit etwa fünf Jahren schrittweise realisiert worden. Abbildung 1 veranschaulicht, wie im Laufe der Jahre der Anteil des Forschungsschwerpunktes nukleare "Energieforschung und -technik" am gesamten FE-Aufwand der KFA von nahezu 50% auf nunmehr 10% abgenommen hat.

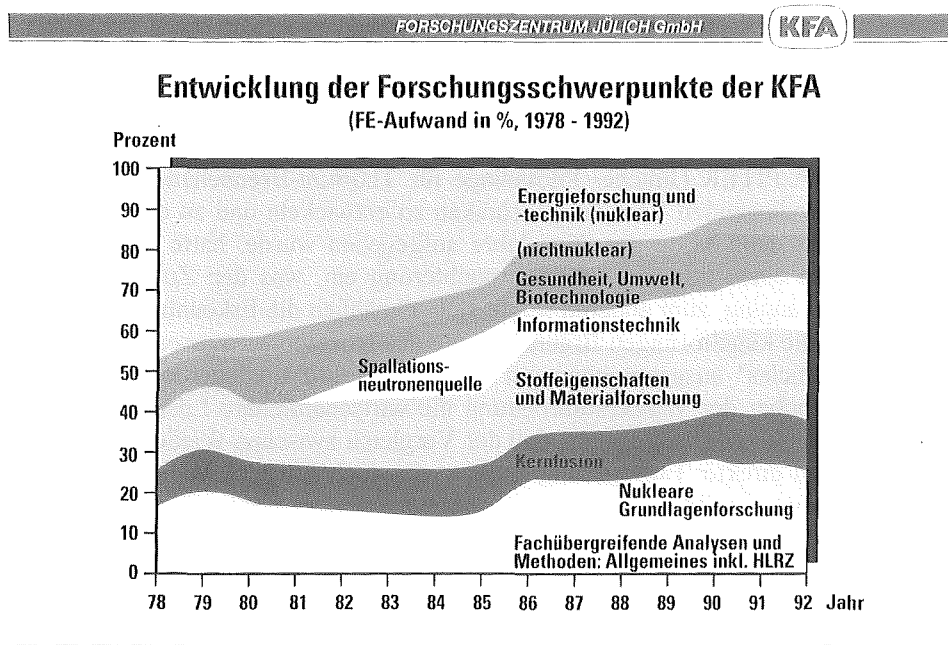


Abb. 1 Entwicklung der Forschungsschwerpunkte der KFA von 1978 bis 1992

So befaßt sich das Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik ISR, das aus der Zusammenlegung mehrerer nukleartechnischer Institute und einem Konzentrationsprozeß hervorgegangen ist, heute mit Fragen der Reaktorsicherheit und Reaktortechnik sowie mit der Sicherheit von nichtnuklearen Anlagen und Systemen, vornehmlich aus dem Bereich der Energietechnik (Wasserstoff- und

Solartechniken). Auf dem nukleartechnischen Sektor sind es insbesondere drei Forschungsbereiche:

- Theoretische und experimentelle Arbeiten zu innovativen Reaktoren mit neuer Sicherheitsqualität, insbesondere solche Systeme, die einen Kernschmelzvorgang grundsätzlich unmöglich machen.
- Bearbeitung von grundsätzlichen Schlüsselfragen von Leichtwasserreaktoren neuer Konzeptionen.
- Zuarbeit zu aktuellen Aufgaben in der Kerntechnik.

Letztlich lassen sich auch die Arbeiten zur Entsorgung, die im Institut für Chemische Technologie (ICT) durchgeführt werden, unter dem Begriff "Sicherheit" subsumieren, das betrifft zum einen generell Fragen des Langzeitverhaltens von Endlagern, es betrifft zum anderen die bereits erwähnte direkte Endlagerung insbesondere von HTR-Brennelementen.

3.2 Fusionsforschung

Ebenso wie die Forschungsarbeiten zur Kernspaltungstechnik hat die KFA von Beginn an Forschungsarbeiten zur kontrollierten Kernfusion durchgeführt. Nachdem in den ersten Jahren im Institut für Plasmaphysik (IPP) mit kleineren Experimenten gearbeitet wurde, konzentrierten sich Mitte der 70er Jahre die Fusionsforschungsarbeiten auf einen mittelgroßen Tokamak TEXTOR (Torus Experiment for Technology Oriented Research), der nach einer entsprechenden Planungsphase von 1978 bis 1982 gebaut wurde und Anfang 1983 den wissenschaftlichen Betrieb aufnahm. Bereits Mitte der 70er Jahre war von der KFA erkannt worden, daß eine der Schlüsselfragen der kontrollierten Kernfusion die Plasma-Wand-Wechselwirkung sein würde, insbesondere im Hinblick auf die Wärmeabfuhr aus dem Plasma, auf Fragen der Erosion und Verunreinigungen, die letztlich auch einmünden in die Extraktion der Heliumasche, dem "Verbrennungsprodukt" bei der Kernfusion. Mit TEXTOR als hochflexibler und diagnostisch hervorragend ausgerüsteter Maschine sind die Fusionsforschungsarbeiten der KFA in die europäische und damit weltweite Fusionsforschung eingebettet.

In dieser Form einmalig sind weiterhin die Kooperationen am Experiment TEXTOR: im Rahmen eines IEA Vertrages (Internationale Energieagentur Paris) hat die KFA 40 % der Experimentierzeit an TEXTOR den Partnerländern Japan, USA, der Schweiz und Kanada zur Verfügung gestellt, das Forschungsprogramm in der KFA wird mit diesen Partnern eng abgestimmt und gemeinsam durchgeführt. Darüber hinaus besteht eine enge, vertraglich fixierte Kooperation mit der belgischen Fusionsforscherguppe der Ecole Royale Militaire, Belgien. In diesem Rahmen wird insbesondere die Ionenzyklotronresonanzheizung (ICRH) des Plasmas an TEXTOR realisiert und experimentell durchgeführt. Erwähnenswert ist weiterhin

die enge Verbindung mit den Hochschulen des Landes Nordrhein-Westfalen im Rahmen der Arbeitsgemeinschaft Plasmaphysik (APP). Mit TEXTOR und der Einbeziehung der aufgezeigten Kooperationsstrukturen hat die KFA sicher das Potential, auch in den nächsten Jahren anspruchsvolle und unverzichtbare Beiträge zu den wesentlichen Problemfeldern der Fusionsforschung zu erarbeiten, insbesondere mit Blick auf das geplante große Experiment ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor).

3.3 Erneuerbare Energiequellen und Brennstoffzellen

Neues Werkstoffverständnis, neue Halbleiterentwicklungen in Verbindung mit Beschichtungstechnologien haben in den letzten 10 - 15 Jahren auch der Photovoltaik, der direkten Umwandlung von Sonnenenergie in Strom, neue Impulse verliehen. Eines der Grundprobleme der Photovoltaik ist der große Flächenbedarf und die damit verbundenen flächenbezogenen Kosten. Dabei ist entscheidend, über eine Erhöhung des Wirkungsgrades zu einer Verminderung des Flächenbedarfs und damit zu einer Reduzierung der Kosten zu kommen. In Verbindung mit den in der Informationstechnologie in der KFA eingesetzten Verfahren und Methoden befaßt sich das Forschungszentrum mit der Entwicklung sehr dünner, amorpher Siliziumschichten in Tandemstruktur. Dabei stehen die Technik mehrlageriger Schichten und damit die Erhöhung des Wirkungsgrades sowie ein stabiles Langzeitverhalten der Zellen (Vermeidung der sogenannten Degradation) im Vordergrund. Zur Zeit ist diese Technik nur in spezielle Marktnischen wirtschaftlich. Ausgehend von den im Labor erreichten Wirkungsgraden von etwas mehr als 10 % bedarf es noch intensiver und langfristiger Forschungs- und Entwicklungsarbeit, um dieser Technik und diesem Ansatz zum wirtschaftlichen Durchbruch zu verhelfen.

Drängende Umweltaspekte bei der Energiewandlung sowie das Verständnis und die Verfügbarkeit neuer Werkstoffe haben die Brennstoffzelle, an sich seit über 100 Jahren bekannt, wieder in das Zentrum weltweiter Bemühungen gerückt. So befassen sich heute praktisch alle großen Energiefirmen weltweit mit der Brennstoffzellenentwicklung. Generell lassen sich, abgesehen von Spezialanwendungen im Raumfahrt- und Unterwasserbereich, drei große Anwendungsfelder ausmachen: Antriebssysteme im mobilen Bereich, Blockheizkraftwerke (Kraftwärmekopplung), Kombination mit großen fossilen Kraftwerken, insbesondere GUD. Trotz dieser und damit in Ergänzung und als Basis industrieller Entwicklungstätigkeiten ist noch ein hoher Bedarf an Grundlagenforschung und Grundlagenentwicklung gegeben. Das betrifft insbesondere die Feststoffelektrolyt-Brennstoffzelle (SOFC), bei der der Elektrolyt ein fester Stoff ist, z.B. eine ionenleitende Keramik. Als Brennstoffe kommen sowohl Erdgas (langfristig Wasserstoff) als auch flüssige Energieträger (Methanol), langfristig auch Kohlegas (aus der Kohlevergasung) in Betracht.

Die KFA hat in ihrem Institut für Energieverfahrenstechnik (IEV), das 1990 aus dem Institut für Reaktorbauelemente heraus gegründet wurde, entsprechende Arbeiten aufgenommen. Dabei gliedert sich das Forschungsprogramm des IEV wie folgt:

- Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC), Verfahrenstechnik und Elektrochemie,
- Niedertemperaturbrennstoffzelle, Verfahrenstechnik und Elektrochemie,
- elektrochemische Energiespeicher und Wasserelektrolyse,
- katalytische Verbrennung.

Gerade die Forschung zur Brennstoffzelle ist in höchstem Maß interdisziplinär: neben den erwähnten Bereichen Verfahrenstechnik und Elektrochemie sind Forschungen auf dem Gebiet der Festkörperphysik (Verständnis der Grundlagen der Ionenleitung in festen Stoffen), der Oberflächenphysik, Oberflächentechnik und Fügetechnik, die Entwicklung entsprechender Werkstoffe bis zum Bau und zum Test entsprechender Apparaturen Aufgaben, die in dieser Breite und gegenseitiger Wechselwirkung nur in einem Zentrum wie der KFA realisiert werden können. Im Programm "katalytische Verbrennung" ist - neben dem Aspekt minimaler Schadstoffemission - die Verknüpfung mit dem Brennstoffzellenprogramm im Bereich der Restgasverbrennung eine interessante Ergänzung.

Eine enge Vernetzung mit den industriellen Aktivitäten in Deutschland sowie enge Partnerschaften mit Hochschulen sind auch hier unabdingbare Voraussetzungen für eine erfolgreiche Forschungsarbeit. Darüber hinaus realisiert die KFA im Rahmen der "Arbeitsgemeinschaft Solar" des Landes Nordrhein-Westfalen eine kleine Demonstrationsanlage, in der ein geschlossener Kreislauf mit den Elementen Photovoltaik, Elektrolyse, Wasserstoffspeicherung und Wasserstoffnutzung, Brennstoffzelle gebaut und erprobt werden wird.

3.4 Werkstoffe, Basis fortschrittlicher Energietechniken

Die Verfügbarkeit von Werkstoffen ist für alle Bereiche der Energieforschung und Energietechnik unabdingbare Voraussetzung für einen Erfolg. Dies betrifft die moderne Reaktortechnik ebenso wie erreichbare Fortschritte in der Fusionsforschung und Fusionsreaktortechnologie, wie Begrenzungen oder auch Fortschritte in der Photovoltaik, und auch bei der Brennstoffzelle stehen die Werkstoffe wie deren Oberflächen ganz im Vordergrund. Dabei sind sowohl metallische Werkstoffe als auch nichtmetallische und damit keramische Werkstoffe mit ihren Eigenschaften unabdingbar. Auch die Entwicklung und der Einsatz fossil befeuerter, umweltfreundlicher Kraftwerke mit höherem Wirkungsgrad (und damit geringerer CO₂-Emission) sind ohne entsprechende hochtemperaturbeständige Werkstoffe nicht denkbar. Als ein Element heutiger Energieforschung und Energietechnik ist daher immer auch die Verfügbarkeit neuartiger Werkstoffe zu

betrachten. Neben industriellen Entwicklungstätigkeiten auf diesem Gebiet sind insbesondere die Langfristigkeit der notwendigen Arbeiten, der zum Teil relativ große apparative Aufwand, die enge Verbindung zwischen Grundlagenforschung und konkreter Werkstoffentwicklung sowie die enge Vernetzung der Werkstoffe mit den Bereichen, in denen sie eingesetzt werden (Beispiel: Brennstoffzelle), Gründe dafür, daß die KFA auch zukünftig entsprechende Werkstoffforschung betreiben muß. Diese wird primär auf Werkstoffe für die Energietechnik ausgerichtet sein.

3.5 Systemanalysen, Erdölexploration

Forschungsarbeiten zur Entstehung von Erdöl und Erdgas und damit verbunden zur Erdölmigration und Lagerstättenbildung ergeben eine Abrundung des Energieforschungsprogramms der KFA. Hierbei bieten sich, insbesondere vom methodischen Ansatz her, interessante Bezüge zur Umweltforschung an.

Übergreifende Systemanalysen, die Einbindung von Energiewandlungstechniken in Energiesysteme, die Vernetzung und Verbindung von Energie und Umwelt stellen Forschungsfelder dar, die auch zukünftig für eine erfolgreiche Energieforschung in der KFA unverzichtbar sind. Bei allen Unwägbarkeiten, die langfristig angelegte Forschung einschließt, wie sie am Beispiel der Fusionsforschung deutlich wird, ist der begleitende Systembezug und die begleitende Systemeinbindung auch deshalb unverzichtbar, um so früh wie möglich Utopisches von Realem zu trennen.

3.6 Schlußbemerkung

Neben der Grundlagenforschung für die Informationstechnik, der Umweltforschung, der Forschung auf dem Gebiet der Materie bis hin zur Werkstoffforschung, neben den Lebenswissenschaften mit der Medizin stellt die Energieforschung eine auch in Zukunft wichtige und tragende Säule der Tätigkeiten des Forschungszentrums Jülich dar. Etwa 1/4 bis 1/3 der Ressourcen der KFA sind in diesem Gebiet angesiedelt. Dabei leistet die KFA auf allen drei langfristigen Optionen der Energiewandlung und der Energieversorgung Forschungsbeiträge, nämlich in der Kernspaltung, der Kernverschmelzung und den erneuerbaren Energietechniken. In enger Verbindung mit einer entsprechenden Werkstoffforschung und Werkstoffentwicklung wird hier ein langfristiges Programm realisiert, in dem wichtige Beiträge zur zukünftigen Energieversorgung erarbeitet und somit langfristige Optionen geschaffen werden. Unabdingbar ist eine enge Kooperation sowohl mit den Hochschulen und Universitäten als auch der herstellenden und energieerzeugenden Industrie.

Klimaverträgliche Energieversorgung - Wege aus der Gefahr

Alfred Voß

1. Anthropogene Klimaänderungen

Mit dem Beginn der Industrialisierung haben die Menschen begonnen, die Zusammensetzung der Erdatmosphäre zu verändern. Die Konzentration von Kohlendioxid und Methan, die für den natürlichen Treibhauseffekt mitverantwortlich sind, hat durch menschliche Aktivitäten zugenommen. Zusätzliche Treibhausgase, wie Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoff (FCKW)-Verbindungen sind hinzugekommen. Hauptquelle der anthropogenen Treibhausgasemissionen ist der Energiebereich. Auf die weltweite Nutzung fossiler Energieträger sind rund 50 % der anthropogenen Treibhausgasemissionen zurückzuführen. Unter den Klimatologen herrscht weitgehende Übereinstimmung über die prinzipiellen Wirkungen des Treibhauseffektes und die wahrscheinlichen, als katastrophal einzustufenden Auswirkungen einer Klimaveränderung. Trotz der noch bestehenden Wissenslücken, werden sofortige Gegenmaßnahmen zur Reduktion der Freisetzung klimarelevanter Spurengase für unabdingbar gehalten, um die drohenden Klimaveränderungen in tolerierbaren Grenzen zu halten.

Auch wenn in der gegenwärtigen Diskussion über die Energieversorgung die Klimaprobleme im Vordergrund stehen, scheint mir die Feststellung wichtig, daß es für eine vorsorgende, den Belangen der kommenden Generation verpflichtete Energiepolitik, einer Begründung durch mögliche katastrophale Klimaveränderungen gar nicht bedarf, denn die energiepolitischen Konsequenzen aus dem Treibhauseffekt sind in wesentlichen Punkten identisch mit den Konsequenzen, die aus den Energieproblemen zu ziehen sind, mit denen wir seit Jahren konfrontiert sind, und die sich aus der folgenden unstrittigen Faktenlage ergeben.

- Die mit vertretbarem Aufwand zu gewinnenden fossilen Energiemengen, insbesondere von Erdöl und Erdgas sind begrenzt, auch wenn die Reserven in den letzten Jahren zugenommen haben. Mit der Verbrennung der begrenzten fossilen Energieträger leben wir, wie keine Generation vor uns, auf Kosten zukünftiger Generationen, woraus eine besondere Verpflichtung erwächst Alternativen zum fossilen Feuer zu entwickeln und verfügbar zu machen.
- Energiemangel und Hunger sowie das Bevölkerungswachstum in den Ländern der Dritten Welt haben zu einer zunehmenden Waldvernichtung geführt, deren ökologische Konsequenzen auch wir zu spüren bekommen. Die Abholzung von Wäldern als einzige Energiequelle im täglichen Überlebenskampf ist so schnell wie möglich überflüssig zu machen.
- Auch aus diesem Grund, aber insbesondere wegen des Bevölkerungswachstums und zur Überwindung inhumaner Lebensumstände in den Ländern der Dritten Welt wird der weltweite Energiebedarf weiter steigen. Hierfür ist Vorsorge zu treffen.

- Die Umweltbelastung durch Staub, SO_2 , NO_x und CO ist auf ein für die menschliche Gesundheit, die Ökosysteme und die Natur verträgliches Maß zurückzuführen.

Diese Situationsanalyse aber macht deutlich, daß auch bei Nichtexistenz des Klimarisikos weitreichende energiepolitische Handlungsnotwendigkeiten bestehen, um die Energieversorgung in Zukunft zu sichern. Sie werden nun zusätzlich auch noch aus Gründen der Vermeidung von Klimaveränderungen notwendig und machen eine noch konsequentere Umstrukturierung unserer Energieversorgung erforderlich, wobei die Begrenzung bzw. die Zurückdrängung des Verbrauchs von Kohle und Erdöl eine besondere Bedeutung erlangen. Vor diesem Hintergrund der Einordnung der Klimaproblematik in die energiepolitischen Notwendigkeiten sei nun auf die Frage eingegangen, ob und ggf. wie eine klimaverträgliche Energieversorgung erreichbar ist.

2. Die Dimension des Klimaproblems für die Energieversorgung

Um die Klimaänderungen und ihre Konsequenzen auf ein tolerierbares Maß zu begrenzen, hat die Weltkonferenz "The Changing Atmosphere" von Toronto gefordert, die weltweiten CO_2 -Emissionen bis zum Jahr 2005 um 20 % und bis zum Jahr 2050 um 50 % gegenüber dem Niveau des Jahres 1987 zu reduzieren.

Was aber bedeuten diese globalen Minderungsziele für die einzelnen Staaten? Welche Treibhausgasemissionsminderungen resultieren daraus für die Bundesrepublik, damit sie ihren Beitrag zur Erreichung der globalen Ziele leistet? Einen allgemein akzeptierten Schlüssel zur Ableitung nationaler Treibhausgaseminderungsziele gibt es bisher nicht. Angesichts des Faktums, daß die energiebedingte Freisetzung von Treibhausgasen in der Vergangenheit nahezu ausschließlich durch die Industrieländer erfolgt ist, die auch heute noch für rund 75 % der CO_2 -Emissionen verantwortlich sind, werden sie den Hauptbeitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen leisten müssen. Eine erste Orientierung über die Größenordnung der CO_2 -Reduktion in unserem Land zur Erreichung der zuvor genannten globalen Minderungsziele mag die folgende einfache Überlegung geben. Um die Zielvorgaben der Toronto-Konferenz aus dem Jahr 1988 zu erreichen, wären die weltweiten CO_2 -Emissionen des Jahres 1987 in Höhe von rd. 20 Mrd t bis zum Jahr 2005 auf rd. 16 Mrd t und bis 2050 auf 10 Mrd t zu verringern. Bei rd. 6,5 Mrd. Menschen im Jahr 2005 und rd. 10 Mrd Menschen im Jahr 2050 würden diese Minderungsziele bedeuten, daß im Weltdurchschnitt jeder Erdenbürger dann 2,5 bzw. 1 t CO_2 pro Jahr durch die Nutzung fossiler Energieträger freisetzen dürfte. In der Bundesrepublik Deutschland betrugen die CO_2 -Emissionen je Einwohner im Jahr 1987 rd. 12 t und in der ehemaligen DDR rd. 21 t. Gleiches Emissionsrecht vorausgesetzt, müßten wir also unsere CO_2 -Emissionen bis 2005 um weit mehr als 50 % und bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts um mehr als 90 % reduzieren. Diese Zahlen mögen die Dimension der notwendigen Umstrukturierung unserer vornehmlich auf fossilen Energieträgern beruhenden Energieversorgung zur Erreichung eines klimaverträglichen Energiesystems umreißen.

Unabhängig von dem letztendlich notwendigen Umfang der Treibhausgasminderung kommt bei der Formulierung von energiepolitischen Strategien und Konzepten zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung der Differenzierung zwischen dem technisch Möglichen, dem wirtschaftlich Darstellbaren und dem ökologisch Effizienten eine besondere Bedeutung zu. Rein

technisch gesehen stehen uns zumindest auf längere Sicht sehr weitgehende Treibhausgasminderungsmöglichkeiten zur Verfügung. Aber nicht alles was technisch machbar ist, ist auch wirtschaftlich darstellbar und schon gar nicht effizient im Sinne der Nutzung knapper verfügbarer Ressourcen zur Vermeidung von Klimaveränderungen. Eine Politik, die die Klimagefahren auf ein tolerierbares Maß eingrenzen will, ist auf ein gleichgerichtetes Handeln aller Staaten angewiesen. Dies wird wohl nur zu erreichen sein, wenn die Lasten gerecht verteilt und so gering wie möglich sind, damit insbesondere die Länder der Dritten Welt auch ihre anderen, ihnen derzeit viel wichtigeren Entwicklungsziele erreichen können. Aus diesem Grund gewinnen kosteneffiziente CO₂-Reduktionsmaßnahmen ihre große Bedeutung. Anders ausgedrückt, eine klimaverträgliche Begrenzung der Treibhausgasemissionen wird wohl nur erreicht werden können, wenn die dafür verfügbaren, begrenzten Aufwendungen streng nach dem ökonomischen Prinzip verwendet werden, mit jeder aufgewendeten Mark eine möglichst hohe Treibhausgasminderung zu erreichen. Dies ist ein zentrales Kriterium für die Erarbeitung von Strategien und Konzepten zur Abwendung der Klimagefahren. Im folgenden wird nun auf die Möglichkeiten zur Minderung der CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland eingegangen.

3. CO₂-Minderungsmöglichkeiten

Im Jahr 1990 betrugen die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland knapp 1000 Mio t. 700 Mio t entfielen dabei auf die alten und knapp 300 Mio t auf die neuen Bundesländer. Die Stromerzeugung verursachte 350 Mio t CO₂ und die Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher, Industrie sowie Verkehr waren mit je 17 % bis 20 % an den Gesamtemissionen beteiligt.

Grundsätzlich lassen sich die energiebedingten CO₂-Freisetzungen in die Atmosphäre reduzieren durch

- eine Minderung des Verbrauchs fossiler Energieträger durch rationellere Energieverwendung oder Energieeinsparung,
- den Ersatz fossiler Energieträger durch CO₂-freie Energiequellen wie die Kernenergie und die erneuerbaren Energiequellen,
- eine Substitution kohlenstoffreicher (z. B. Kohle) durch kohlenstoffärmere (z. B. Erdgas) fossile Energieträger sowie
- durch eine Vermeidung der Freisetzung des bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehenden CO₂'s in die Atmosphäre (CO₂-Rückhaltung und Entsorgung).

Auf die einzelnen Minderungsoptionen, ihr Minderungspotential und ihre Minderungskosten sei nun näher eingegangen. Dabei wird Bezug genommen auf das Gebiet der alten Bundesländer, d. h. auf die dortigen CO₂-Emissionen in Höhe von 700 Mio t, da quantitative Untersuchungen zu den CO₂-Minderungsmöglichkeiten in den neuen Bundesländern noch nicht vorliegen. Im folgenden werden Angaben zu den technischen Minderungspotentialen der einzelnen Optionen gemacht, worunter die unter Vernachlässigung anderer Aspekte, wie z. B. von Kosten oder Hemmnissen, aus technischer Sicht bis zum Jahr 2005 möglichen CO₂-Minderungen zu verstehen sind.

3.1 Rationelle Energienutzung und Energieeinsparung

Auf allen Stufen der Prozeßkette von der Energiegewinnung über die Umwandlung bis zur Nutzung beim Verbraucher konnten in den letzten Jahren deutliche Fortschritte in bezug auf eine Steigerung der Energieeffizienz erzielt werden. Gleichwohl gilt die Feststellung, daß mit den in der Vergangenheit erreichten Nutzungsgradverbesserungen und Effizienzsteigerungen die technischen Möglichkeiten zur Minderung des Energieverbrauchs bei gleicher Energiedienstleistung, d. h. ohne Konsumverzicht, noch keineswegs ausgeschöpft sind. Die aus heutiger Sicht technisch möglichen Energieeinsparungen und die damit verbundenen CO₂-Minderungen bis zum Jahr 2005 belaufen sich auf 35 bis 45 % der CO₂-Emissionen des Jahres 1987. Die Realisierung dieser durch Einsparmaßnahmen rein technisch möglichen CO₂-Minderungen ist dabei je nach Maßnahme mit einem unterschiedlichen Aufwand verbunden, der in der Regel mit einer steigenden Ausschöpfung des technischen CO₂-Minderungspotentials überproportional ansteigt, d. h. die Grenzkosten der CO₂-Minderung nehmen zu.

In Tab. 1 sind für einige ausgewählte Energieeinsparmaßnahmen die damit verbundenen CO₂-Minderungskosten angegeben. Als Maß für die Effizienz der CO₂-Minderung werden dabei die spezifischen CO₂-Minderungskosten verwendet, die den Aufwand in DM angeben, um die Emissionen einer Tonne CO₂ zu vermeiden. Die hier und im weiteren genannten spezifischen CO₂-Minderungskosten sind dabei anhand einer für das Jahr 2005 unterstellten Energiepreissituation ermittelt worden, die dadurch gekennzeichnet ist, daß die Importpreise von Öl, Erdgas und Kohle gegenüber 1987 um rund 50 % ansteigen, während die Strompreise nur leicht zunehmen. Die in Tab. 1 aufgeführten negativen Minderungskosten bedeuten, daß unter den getroffenen Preisannahmen für das Jahr 2005 diese Einsparmaßnahmen auch ohne eine Bewertung ihrer CO₂-Minderung wirtschaftlich sind, d. h. die Kostenersparnis durch geringeren Energieverbrauch ist, über die Nutzungsdauer betrachtet, größer als der Aufwand für die Energieeinsparmaßnahme. Die große Bandbreite der angegebenen spezifischen

Tab. 1: Energieeinsparung und spez. CO₂-Minderungskosten einiger Energiesparmaßnahmen

Maßnahme	Energieeinsparung [%]	spez. CO ₂ - Mind.-kosten [DM/t CO ₂]
Wärmedämmung		
* Schwedenstandard	30	0 bis 90
* Niedrigenergiehaus	60 bis 80	220
Gasbrennwertkessel	15 bis 20	- 90 bis 55
Wirkungsgradsteigerung fossiler Kraftwerke (GuD-Anlagen)	5 bis 20	- 155 bis 290
Kompaktleuchtstofflampe	70 bis 80	- 80 bis 130
Gesamtpotential: 140 bis 350 Mio t CO₂/a		

CO₂-Minderungskosten einer Maßnahme resultiert zum einen aus den unterschiedlichen Einsatzbedingungen (z. B. Leistungsgröße, jährliche Nutzungsstunden, usw.) und zum anderen aus der Art des eingesparten fossilen Energieträgers (Kohle, Mineralöl oder Gas). Dennoch machen die Zahlen eindrucksvoll deutlich, daß mit demselben Kostenaufwand je nach durchgeführter Energieeinsparmaßnahme viel oder wenig Minderung des CO₂-Ausstoßes erreicht werden kann.

3.2 Austausch fossiler Energieträger untereinander

Aufgrund des unterschiedlichen Wasserstoff-Kohlenstoff-Verhältnisses der verschiedenen fossilen Brennstoffe entsteht bei ihrer Verbrennung bezogen auf dieselbe Energiemenge unterschiedlich viel CO₂. Die Substitution C-reicher Energieträger, wie z. B. Kohle, durch C-ärmere Energieträger, wie z. B. Erdgas, führt also zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen. Die Techniken für einen Ersatz fester und flüssiger fossiler Energieträger durch Erdgas sind, wenn man den Verkehrssektor ausklammert, vorhanden und auch die Ressourcensituation und die Erdgasproduktionsmöglichkeiten würden es nach dem gegenwärtigen Kenntnisstand erlauben, die Erdgasnutzung mittelfristig auszuweiten, um damit zur CO₂-Minderung beizutragen.

In Tab. 2 sind die technischen CO₂-Minderungspotentiale und Minderungskosten einer Substitution von Kohle und Heizöl durch Erdgas für die Bereiche Stromerzeugung, Fernwärme, Industrie, Haushalte und Kleinverbraucher angegeben. Das gesamte durch einen verstärkten Erdgaseinsatz bis zum Jahr 2005 technisch erschließbare CO₂-Minderungspotential liegt bei rund 150 Mio t, die Verfügbarkeit der notwendigen Erdgasmengen vorausgesetzt. Bezogen auf die CO₂-Emissionen des Jahres 1987 (der alten Bundesländer) entspricht dies 20 %. Die, ausgehend von den zugrunde gelegten Energiepreisen im Jahr 2005, ermittelten spezifischen CO₂-Minderungskosten einer Substitution durch Erdgas weisen eine große Bandbreite auf, die sich wieder aus den jeweiligen spezifischen Randbedingungen (Anlagekostenrelationen, Ausnutzungs-

Tab. 2: CO₂-Minderungsmöglichkeiten der Substitution C-reicher durch C-arme Brennstoffe

<u>Maßnahme</u>	Minderungs- potential in Mio t CO ₂	Spezifische Minderungs- kosten in DM/t CO ₂
Stromerzeugung		
- Braunkohle durch Gas	53,4	+ 23
- Steinkohle durch Gas	53,2	+ 11 ¹⁾
Fernwärme		
- Steinkohle durch Gas	2,1	- 160 bis - 20 ¹⁾
Industrie		
- Braunkohle durch Gas	1,4	- 100 bis + 600
- Steinkohle durch Gas	10,1	- 210 bis + 450 ¹⁾
- Heizöl schwer durch Gas	3,5	- 200 bis + 100
Haushalte		
- Heizöl durch Gas	11,7	- 270 bis + 450
- Kohle durch Gas	2,0	- 170 bis + 100 ¹⁾
Kleinverbraucher		
- Heizöl schwer durch Gas	0,4	+ 30 bis + 40
- Heizöl leicht durch Gas	4,2	- 240 bis + 410
Gesamtpotential: bis 150 Mio t CO₂ /a		

1) ermittelt auf der Basis der Importkohlpreise

jeweiligen spezifischen Randbedingungen (Anlagekostenrelationen, Ausnutzungs-

dauern, usw.) ergibt. Geht man, wie bei den Zahlenangaben in Tab. 2, bei der Ermittlung der spezifischen CO₂-Minderungskosten von den Preisen für Importkohle aus, so wäre bei den getroffenen Preisannahmen für das Jahr 2005 der größte Teil (85 %) des technischen CO₂-Minderungspotentials von 150 Mio t CO₂ eines verstärkten Gaseinsatzes nur mit zusätzlichen Kosten (d. h. positiven spez. Minderungskosten) zu erschließen.

Die spezifischen CO₂-Minderungskosten eines verstärkten Erdgaseinsatzes werden ganz wesentlich durch die Energieträgerpreisrelation zwischen den fossilen Energieträgern bestimmt. Die zukünftige Energieträgerpreisentwicklung ist aber mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Hinzu kommt, daß eine Strategie der CO₂-Reduktion durch Austausch fossiler Energieträger untereinander über die damit verbundenen Nachfrageeffekte (verstärkte Nachfrage nach Erdgas und reduzierte Nachfrage nach Kohle) auf den Weltenergiemärkten zu Preisreaktionen führen kann, die die spezifischen CO₂-Minderungskosten erhöhen und die Kosteneffizienzen eines verstärkten Erdgaseinsatzes erheblich verschlechtern können. Hierin liegt das ökonomische Risiko einer auf Erdgas setzenden CO₂-Minderungsstrategie. Der verstärkte Einsatz von Erdgas stellt allein aufgrund seines begrenzten technischen CO₂-Minderungspotentials keine langfristig tragfähige Option zur Erreichung einer klimaverträglichen Energieversorgung dar. Erdgas könnte aber einen wesentlichen Beitrag für die Eingrenzung negativer Klimaveränderungen in der Übergangsphase hin zu einer weitgehend CO₂-freien Energieversorgung leisten.

3.3 Kernenergie

Die Kernenergie war im Jahr 1990 mit einer Stromerzeugung von 147 TWh zu knapp einem Drittel an der Bruttostromerzeugung in den alten Bundesländern beteiligt. Erfolgte diese Stromerzeugung in Kohlekraftwerken, so bedeutete dies eine zusätzliche CO₂-Emission in Höhe von ca. 140 Mio t/a. Mit dem derzeit erreichten Stand sind aber weder die technischen bzw. sicherheitstechnischen und ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten der Kernenergie noch ihr Potential zur Deckung des Energiebedarfs und zur CO₂-Minderung ausgeschöpft.

Tab. 3: Technische CO₂-Minderungspotentiale und spez. Minderungskosten der Kernenergie im Jahr 2005

Bereich / Maßnahmen	Technisches CO ₂ -Minderungspotential [Mio t CO ₂ /a]	Spezifische Minderungskosten [DM/t CO ₂]
Stromerzeugung		
* Zubau 1 KKW/a ab 1997	50 bis 95	-5 bis -15 ¹⁾
* Zubau von 2 KKW/a ab 1997	88 bis 149	-3,5 bis -13 ¹⁾
Öffentliche Nah- und Fernwärmeversorgung		
* Auskopplung aus KKW (LWR)	5 bis 13	-50 bis +780
* Einsatz von Kernheizwerken	7 bis 16,5	-190 bis +140
Ind. Prozeßdampf- und Prozeßwärmeerzeugung		
* Prozeßdampf u. Prozeßwärme	35	bis +20
Wasserstoffherzeugung (Elektrolyse)		
* Wasserstoff als Substitut für Kohle, Öl, Gas	k.A.	300 bis 630 ²⁾
Gesamtpotential: 90 bis 200 Mio t CO₂/a		

¹⁾ ermittelt anhand der Preise von Import- u. Braunkohle
²⁾ nur auf Basis der Herstellungskosten von Wasserstoff ermittelt

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt wird die Kernenergie fast ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt. Die Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken, in Entwicklung befindliche kleine Heizreaktoren sowie der Hochtemperaturreaktor ermöglichen es mittelfristig aber auch, daß die Kernenergie einen Beitrag zur Versorgung des nichtelektrischen Energiemarktes leisten könnte. Das technische CO₂-Minderungspotential durch einen Ausbau der Kernenergie in den alten Bundesländern bis zum Jahr 2005 ist in Tab. 3 aufgeführt. Das maximal technisch mögliche CO₂-Minderungspotential ergibt sich zu rund 200 Mio t CO₂/a, was etwa 25 % der gesamten CO₂-Emissionen des Jahres 1987 entspricht. Das größte Einzelpotential liegt im Bereich der Stromerzeugung, wenn im Rahmen des Ersatz- und Erweiterungsbedarfs Kernkraftwerke anstelle von Kohlekraftwerken zugebaut werden. Für die Stromerzeugung aus Kernenergie ergeben sich dabei durchweg negative spezifische CO₂-Minderungskosten, selbst wenn man gegen die Importkohle und nicht gegen die teure heimische Steinkohle rechnet. Die Minderungspotentiale im Bereich der Fernwärme- sowie Prozeßdampf- und Prozeßwärmelerzeugung wären dagegen nur mit zusätzlichen Kosten auszu-schöpfen. Die Wasserstoffherzeugung mittels Kernenergie ist mit sehr hohen Minderungskosten behaftet.

3.4 Erneuerbare Energiequellen

Bei der Entwicklung der Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen sind in den letzten beiden Jahrzehnten deutliche Fortschritte gemacht worden. Ohne auf die technischen Entwicklungsaspekte und die Entwicklungsperspektiven der erneuerbaren Energiequellen hier näher eingehen zu können, läßt sich allgemein feststellen, daß trotz der erzielten Fortschritte nur wenige Techniken zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen heute schon wirtschaftlich konkurrenzfähig

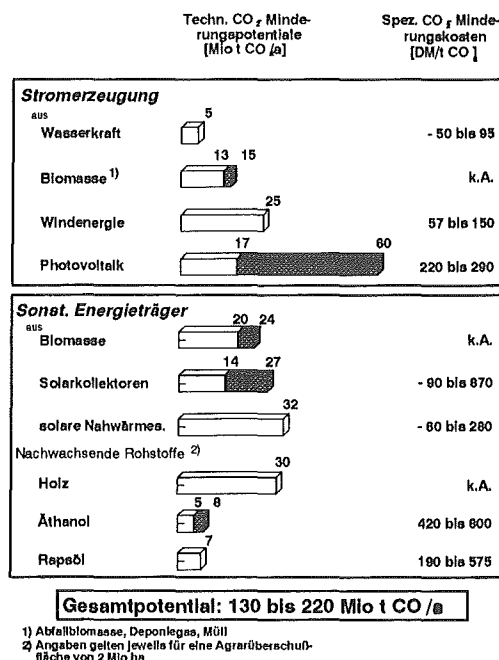


Abb. 1: CO₂-Minderungspotentiale und spez. Minderungskosten der erneuerbaren Energiequellen für das Jahr 2005

hig sind. Stellt man die Frage nach dem zukünftigen Beitrag der regenerativen Energiequellen zur Reduktion von Treibhausgasen, so ist zwischen dem technischen Potential und dem unter Beachtung wirtschaftlicher Aspekte zu realisierenden Beitrag zu differenzieren.

In Abb. 1 sind die Ergebnisse der für die Enquete-Kommission durchgeführten Potentialabschätzung für das Jahr 2005 dargestellt. Für die Stromerzeugung aus Wasserkraft, Biomasse, Windenergie und Photovoltaik ergibt sich für das Gebiet der alten Bundesländer ein technisches CO₂-Minderungspotential von 130 bis 220 Mio t CO₂/a. Dies entspricht 18 bis 30 % der CO₂-Emissionen des Jahres 1987. Bei den hier unterstellten Energiepreissteigerungen bis zum Jahr 2005 wären aber nur ein Teil des Wasserkraftpotentials und etwa 20 % des Wärmeerzeugungspotentials wirtschaftlich erschließbar. Die bis zu diesem Zeitpunkt nicht erreichte Wirtschaftlichkeit drückt sich, wie z. B. im Falle der Photovoltaik oder der Erzeugung flüssiger Energieträger aus nachwachsenden Rohstoffen, in hohen spezifischen CO₂-Minderungskosten aus. Trotz des beachtlichen technischen CO₂-Minderungspotentials stellen sich die erneuerbaren Energiequellen mittelfristig als eine wenig effiziente Möglichkeit zur Treibhausgasminderung dar.

3.5 Rückhalte- und Entsorgungsmöglichkeiten von CO₂

Grundsätzlich ist auch eine nicht klimabeeinflussende Nutzung fossiler Energieträger denkbar, wenn das bei der Verbrennung entstehende CO₂ zurückgehalten und so endgelagert werden kann, daß es dauerhaft von der Atmosphäre ferngehalten wird. Grundbedingungen für alle Überlegungen zur CO₂-Rückhaltung und Entsorgung ist, daß der damit verbundene Energieaufwand kleiner ist, als der Heizwert jener Menge an fossilem Brennstoff, aus der das CO₂ entstanden ist. Unter dem Gesichtspunkt des Energieaufwandes stellen sich die Verbrennung mit reinem Sauerstoff oder die Abtrennung von CO₂ vor der Gasverbrennung in einem Gasturbinen/Dampfturbinenkraftwerk mit Kohlevergasung als die derzeit interessantesten technischen Möglichkeiten dar. Als Endlager für das anfallende CO₂ kommen wegen der großen Mengen praktisch nur leere Erdgasfelder oder die Tiefsee in Betracht. Die Erdgasfelder können theoretisch nur die Mengen an CO₂ aufnehmen, die der CO₂-Erzeugung aus Erdgas entsprechen. Der Ozean stellt zwar ein großes Reservoir für die Endlagerung von CO₂ dar, ungeklärt sind aber noch eventuelle ökologische Auswirkungen einer Tiefseelagerung und das tatsächliche Rückhaltevermögen der Tiefsee. Diese Fragen sind zunächst zu klären, bevor die CO₂-Rückhaltung und -Endlagerung als Möglichkeit zur Minderung von CO₂-Emissionen weiterverfolgt werden kann.

In Abb. 2 sind die zuvor diskutierten technischen CO₂- Reduktionspotentiale der uns im Prinzip zur Verfügung stehenden CO₂-Minderungsmöglichkeiten noch einmal im Vergleich dargestellt. Die einzelnen Potentialangaben bezeichnen die CO₂-Minderungen, die aus technischer Sicht, unter Vernachlässigung ökonomischer und sonstiger Aspekte, für die Bundesrepublik Deutschland (ohne die Gebiete der ehemaligen DDR) mittels erheblicher Anstrengungen gegebenenfalls bis zum Jahr 2005 erreichbar wären. Die technischen CO₂-Minderungspotentiale der einzelnen Optionen können nicht zu einem Gesamtpotential aufsummiert werden, da sie sich teilweise auf denselben fossilen Energieverbrauch beziehen. Dennoch erscheint die Feststellung gerechtfertigt, daß für die Bundesrepublik Deutschland bereits mittelfristig nennenswerte CO₂-Minderungen technisch möglich erscheinen.

CO₂- Minderung durch

- * Rationelle Energienutzung und Energieeinsparung
- * Substitution C-reicher durch C-arme fossile Energieträger
- * Kernenergie
- * Erneuerbare Energiequellen
- * CO₂ Entsorgung

Techn. CO₂ Minderungspotential in Mio t CO₂/a¹⁾

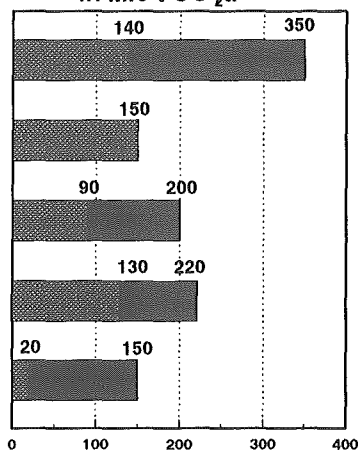


Abb. 2: Technische CO₂-Minderungspotentiale in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2005

Das Vorhandensein nennenswerter technischer CO₂-Minderungsmöglichkeiten sagt aber, wie anfangs bereits erläutert, noch nichts darüber aus, welche gesamtwirtschaftlichen Belastungen mit der Minderung von CO₂-Emissionen verbunden sind, und welche CO₂-Minderungsmöglichkeiten es erlauben, vorgegebene Minderungsziele mit den geringsten gesamtwirtschaftlichen Belastungen zu erreichen, oder wie die Aufwendungen für die CO₂-Emissionsminderungen möglichst effizient genutzt, d. h. in maximale CO₂-Minderungen umgesetzt werden.

3.6 CO₂-Reduktionsstrategien

Im Rahmen der Arbeiten für die Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre" sind aufbauend auf den Einzelanalysen der verschiedenen CO₂-Minderungsoptionen erste Überlegungen bezüglich der Ausgestaltung von Strategien zur Verminderung energiebedingter CO₂-Emissionen angestellt worden. Nach Vorgabe der Enquete-Kommission waren dabei drei Reduktionsszenarien für das Jahr 2005 zu erarbeiten, die sich an dem Ziel einer etwa 30 %igen CO₂-Minderung (bezogen auf die Emissionen des Jahres 1987) orientieren und unterschiedliche energiepolitische Auffassungen reflektieren sollten. In einem ersten Szenario "Hemmnisabbau und Preispolitik" sollte der Energieeinsparung Priorität gegeben werden. Die Kernkraftwerkskapazität sollte auf dem gegenwärtigen Niveau eingefroren, aber höher ausgelastet werden und der Erdgaseinsatz sollte um nicht

mehr als 30 % zunehmen. In einem zweiten Szenario "Kernenergieausstieg" sollten die CO₂-Minderungen unter der Annahme eines Verzehrs auf die Nutzung der Kernenergie ab dem Jahr 2005 untersucht werden. Schließlich war ein drittes Szenario mit Ausbau der Kernenergie zu erstellen.

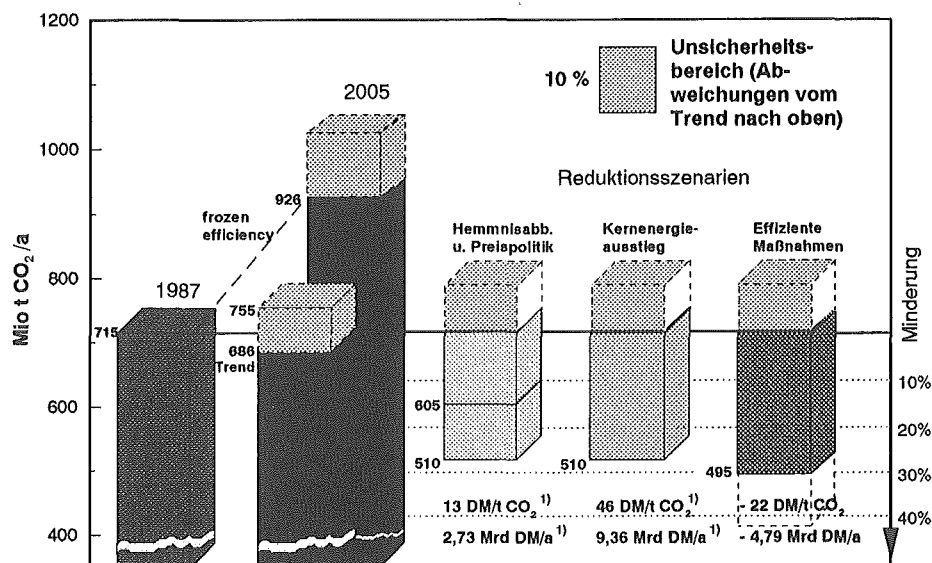


Abb. 3: CO₂-Reduktionsszenarien im Vergleich

In Abb. 3 ist der Versuch gemacht worden, wesentliche Ergebnisse der Reduktionsszenarien im Vergleich darzustellen. Die mit "Trend" bezeichnete Entwicklung der CO₂-Emissionen beruht auf der Annahme, daß die gegenwärtigen Rahmenbedingungen der Energieversorgung im wesentlichen unverändert fortbestehen. Insbesondere werden keine speziellen Eingriffe zur Minderung der CO₂-Emissionen unterstellt. Unter diesen Status-quo-Bedingungen bleiben die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2005 nahezu unverändert auf dem Niveau des Jahres 1987. In Anbetracht des im Jahr 2005 gut 50 % höheren Bruttoinlandsproduktes und einer gestiegenen Energiedienstleistungsnachfrage bedeutet dies aber, daß die dem Trend-szenario zugrundeliegenden Effizienzsteigerungen und Energieträgersubstitutionen bereits zu einer deutlichen Minderung des spezifischen CO₂-Ausstoßes geführt haben. Diese implizite CO₂-Minderung, die ja aus heutiger Sicht noch zu leisten ist, läßt sich näherungsweise quantifizieren, wenn man die energetischen Nutzungsgrade und die Energieträgerstruktur des Jahres 1987 bis zum Jahr 2005 festschreibt. Unter dieser Annahme der "frozen efficiency" würde sich für das Jahr 2005 ein Anstieg der CO₂-Emissionen auf rund 920 Mio t CO₂ ergeben. Die Differenz zu den CO₂-Emissionen der Trendentwicklung in Höhe von 240 Mio t CO₂ ist als Minderungsbedarf mit zu beachten, wenn man die angestrebte CO₂-Minderung, d. h. die Minderungsziele, an dem CO₂-Emissionsniveau des Jahres 1987 orientiert.

Im Reduktionsszenario "Hemmnisabbau und Preispolitik" ist die CO₂-Minderung zurückzuführen auf eine weitgehende Ausschöpfung der Einsparmöglichkeiten in allen Endverbraucherbereichen, eine Verlagerung und Reduktion von Verkehrsleistungen, eine erhebliche Ausweitung der Strom- und Wärmeerzeugung mittels erneuerbarer Energiequellen, nahezu eine Verdoppelung der KWK-Erzeugung und einen um 20 % zunehmenden Erdgaseinsatz.

Das Reduktionsszenario "Kernenergieausstieg" weist mit 510 Mio t CO₂ dieselben CO₂-Emissionen und damit auch dieselben Emissionsreduktionen wie das Szenario "Hemmnisabbau und Preispolitik" aus. Um dies zu erreichen, wären aufgrund der Beendigung der Nutzung der Kernenergie im Jahr 2005 die Energieeinsparungen weiter zu verstärken, die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen auszuweiten und der Erdgaseinsatz zu erhöhen. Die dazu notwendigen Maßnahmen seien an einigen Beispielen verdeutlicht. Für den Raumwärmebereich wird unterstellt, daß nahezu 40 % des Althaubestandes wärmetechnisch so saniert werden, daß der durchschnittliche Heizenergieverbrauch um zwei Drittel absinkt und alle Neubauten bis zum Jahr 2005 im Durchschnitt einen spez. Nettoheizenergiebedarf von 40 kWh/m²a bei Einfamilienhäusern bzw. 25 kWh/m²a bei Mehrfamilienhäusern aufweisen. Die Stromerzeugung in der Kraft-Wärme-Kopplung müßte etwa 2,8 mal so hoch sein wie 1987. Die Stromerzeugungskapazität auf Basis erneuerbarer Energiequellen wäre bis 2005 um etwa 11,3 GW_{el} auszuweiten, allein auf die Windkraft entfielen davon 5,2 GW_{el}.

Im Reduktionsszenario mit Ausbau der Kernenergie sind die einzelnen CO₂-Minderungsmaßnahmen weitgehend nach den Effizienzkriterien ausgewählt worden. Im Sinne einer effizienzorientierten CO₂-Minderungsstrategie werden dabei alle im Rahmen der erwarteten Energiepreissteigerungen aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvollen Energieeinsparmöglichkeiten genutzt. Durch den Ausbau der Kernenergie werden CO₂-Emissionen in Höhe von 92 Mio t CO₂/a vermieden. Dabei wird unterstellt, daß sich die installierte Bruttoengpaßleistung der Kernkraftwerke von heute 23,6 GW_{el} auf 36,6 GW_{el} im Jahr 2005 erhöht. Insgesamt ergeben sich in diesem effizienzorientierten Reduktionsszenario mit Kernenergieausbau CO₂-Emissionen im Jahr 2005 in Höhe von 495 Mio t. Dies entspricht einer Minderung um 220 Mio t CO₂ oder 31 % gegenüber dem Jahr 1987.

Vergleicht man die drei Reduktionsszenarien untereinander, so ergeben sich trotz der in der Größenordnung vergleichbaren CO₂-Minderungen einige wesentliche Unterschiede. Sie liegen einmal in dem unterschiedlichen Kostenaufwand für die Erreichung der CO₂-Minderung. Die jährlichen Nettokosten für die CO₂-Minderungsmaßnahmen belaufen sich im Falle des Reduktionsszenarios "Hemmnisabbau und Energiepolitik" auf rund 2,7 Mrd/a und im Fall des Reduktionsszenarios "Kernenergieausstieg" auf mehr als 9 Mrd DM/a, wobei hier wegen fehlender Daten nicht alle Zusatzkosten erfaßt werden konnten. Die Minderung der CO₂-Emissionen im effizienzorientierten Reduktionsszenario mit Ausbau der Kernenergie wäre dagegen gegenüber der Trendentwicklung mit einer Kostenentlastung der Volkswirtschaft von rund 4,8 Mrd DM/a verbunden. Im Vergleich zum Kernenergieausstiegsszenario ergäbe sich damit bei einer CO₂-Minderung von rund 30 % eine jährliche Kostendifferenz von mehr als 14 Mrd DM. Obwohl die hier erläuterten CO₂-Minderungsmöglichkeiten sich auf das Gebiet der alten Bundesländer beziehen, geben sie dennoch einen ersten Hinweis auf die in den neuen Bundesländern bestehenden Minderungspotentiale, wenn sich die Strukturen der Energieversorgung langfristig in eine ähnliche Richtung entwickeln.

4. Schlußbetrachtungen

Mit der Realisierung der politisch gesetzten bzw. der von den Klimatologen geforderten CO₂-Reduktionen stehen wir am Anfang einer grundlegenden Umstrukturierung unseres auf Nutzung fossiler Energieträger basierenden Energiesystems, wenn es nicht gelingt, das bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehende CO₂ klimaaunwirksam zu entsorgen. Der Umfang der notwendigen Reduzierung der CO₂-Emissionen und die Notwendigkeit diese in relativ kurzen Zeiträumen zu erreichen, erfordern eine die Anpassungszeitkonstanten und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen berücksichtigende kosten-effiziente Umsetzungsstrategie.

Die hier erläuterten Ergebnisse erster Untersuchungen sind sicher nur eine erste Orientierungshilfe und in vielerlei Hinsicht noch zu erweitern und abzusichern. Ein tragfähiges Gesamtkonzept zur Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen, das sowohl den Möglichkeiten auf der Energieerzeugungs- als auch auf der Verbraucherseite Rechnung trägt, ist noch zu erarbeiten. Es muß aufbauen auf einer umfassenden Analyse und Bewertung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Treibhausgasminderungsmöglichkeiten und hat die gesamtwirtschaftlichen Effekte ebenso zu berücksichtigen wie die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit und die Preisentwicklung auf den internationalen Energiemärkten. Aus den bisher vorliegenden Untersuchungsergebnissen lassen sich dennoch erste Orientierungen gewinnen, die wohl auch für die neuen Bundesländer gelten.

Für die Bundesrepublik Deutschland existieren bereits mittelfristig, d. h. bis zum Jahr 2005, beachtliche technische Möglichkeiten zur Minderung der energiebedingten Treibhausgasemissionen. Ein Teil dieser Minderungspotentiale ließe sich ausschöpfen, ohne daß die Energiewirtschaft bzw. die Volkswirtschaft mit zusätzlichen Kosten zu belasten wäre. Eine vorausschauende und flexible Klimaschutzpolitik sollte entsprechend dem Effizienzangebot zunächst diese CO₂-Minderungsmöglichkeiten, deren ökonomischer Nutzen allein schon größer ist als ihre Kosten, ausschöpfen. Die Ausnutzung dieser Treibhausgasminderungspotentiale erlaubt es der Bundesrepublik im Konzert mit den übrigen Industrienationen auch, eine Schrittmacherrolle zu übernehmen, ohne die Volkswirtschaft einseitigen Belastungen auszusetzen. Angesichts der sich im Zeitverlauf verschärfenden Reduktionserfordernisse sind diese bereits bei den heute einzuleitenden Maßnahmen wegen der Langlebigkeit energietechnischer Anlagen und Strukturen zu berücksichtigen, um die weiter in der Zukunft liegenden Reduktionsziele erreichen zu können. Insbesondere die sich hier im Zusammenhang mit der Modernisierung der Energieversorgung der neuen Bundesländer bietenden Möglichkeiten sollten nicht vertan werden. Eine flexibel angelegte, effizienzorientierte Klimaschutzpolitik kann heute angesichts der Dimension der Aufgabe, auf keine der vorhandenen Optionen, die einen spürbaren Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten kann, verzichten.

Aufgabe der Politik wird es sein, die Rahmenbedingungen so zu setzen, daß die CO₂-Minderungen wirtschaftlich und ökologisch effizient erreicht werden. In diesem Sinn gilt auch für die große Herausforderung, die das Klimaproblem darstellt, das, was Carl Friedrich von Weizsäcker einmal in einem anderen Zusammenhang gesagt hat, daß "alle Gefahren, die wir vor uns sehen, keine technischen Ausweglosigkeiten sind, sondern eher umgekehrt, die Unfähigkeit unserer Kultur, mit den Geschenken ihrer eigenen Erfindungskraft vernünftig umzugehen".

CO₂-Reduktionstechnologien mit nuklearer Prozeßwärme

Hans Frewer

Die wachsende Bedeutung von technologischen Möglichkeiten zur Reduzierung der weltweiten CO₂-Emissionen bei der Energieerzeugung hat in der Vergangenheit zu einer Fülle von Vorschlägen geführt, die, einzeln betrachtet, lediglich Teilbeiträge zur Problemlösung bieten. Die einzig überzeugende Lösung wäre, das CO₂ dort zu lassen, wo es die Natur in einem Zeitraum von Millionen Jahren biologisch gespeichert hat, nämlich in den fossilen Energieträgern. Da die Menschheit jedoch in absehbarer Zeit nicht auf die Nutzung der fossilen Energieträger verzichten kann, wird zwangsläufig weiterhin CO₂ in großen Mengen freigesetzt. Nur durch eine Vielzahl von Maßnahmen kann deshalb verhindert werden, daß die klimarelevanten globalen Auswirkungen in einem verantwortbaren Rahmen bleiben.

1. CO₂-Reduktionsmöglichkeiten

Die möglichen Maßnahmen können wie folgt zusammengefaßt werden:

1. Energiesparen und rationeller Energieeinsatz, insbesondere in den Industrieländern,
2. Reduzierung der CO₂-Emissionen von fossilen Kraftwerken durch Wirkungsgradverbesserung und Einsatz neuer Technologien wie Kombiprozesse, insbesondere zur Kohlevergasung und Methanolerzeugung,
3. verstärkter Einsatz von Kernkraftwerken mit weiterentwickelter Sicherheitstechnik und
4. forcierte Entwicklung regenerativer Energieträger, insbesondere langfristig der Solarenergie, einschließlich der Wasserstoff-Technologie.

Je nach Interessenlage wird der Schwerpunkt und damit auch die energiepolitische Priorität bei den vier Handlungsmöglichkeiten unterschiedlich gesehen. Um jedoch eine signifikante weltweite CO₂-Reduktion zu realisieren, müssen auf allen Gebieten entsprechende Aktionen erfolgen.

Die folgenden Ausführungen sollen sich auf die Beschreibung technologischer Verfahren zur CO₂-Reduktion durch den Kernenergieeinsatz beschränken. Neben dem Einsatz der Kernenergie zur Stromerzeugung wird in Zukunft auch die Substitution fossiler Energieträger auf dem Wärmemarkt und im Verkehr durch CO₂-freie Alternativen an Bedeutung gewinnen. Die öffentliche Stromerzeugung verursacht

nur ein Viertel der CO₂-Emissionen; ein weiteres Viertel stammt aus dem Verkehr, während der größte Teil bei der Deckung des Wärmebedarfes anfällt. Deshalb ist es wichtig zu wissen, welche technologischen Konzepte eine CO₂-Reduzierung außerhalb der Stromerzeugung ermöglichen. Hierbei handelt es sich nicht um kurzfristige Möglichkeiten, sondern die dabei anzuwendenden Technologien müssen erst durch Demonstrationsprojekte ihr Potential nachweisen und lassen den wirtschaftlichen Einsatz erst nach dem Jahre 2000 zu.

Während die Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser sowie Prozeßdampf im Niedertemperaturbereich bis 180 °C auch durch die vorhandenen oder zukünftigen Leichtwasserreaktoren erfolgen kann, muß jedoch berücksichtigt werden, daß eine wirtschaftliche Versorgung nur in einem Umkreis von etwa 30 km zum Verbrauchsschwerpunkt möglich ist. Es gibt schon heute weltweit viele Beispiele einer erfolgreichen Anwendung dieser Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken, so daß dieses keine technische, sondern ausschließlich eine Wirtschaftlichkeits- und Akzeptanzfrage ist. Trotzdem wird die nukleare Wärmeauskopplung aus Kernkraftwerken aufgrund der Transportkostenrelationen wohl auch in Zukunft auf wenige Ballungsgebiete bzw. Einzelindustrieverbraucher mit hohem Bedarf beschränkt bleiben. Hierzu sind auch Kleinreaktoren entwickelt worden mit besonders hoher passiver Sicherheit [1].

Bei der industriellen Prozeßwärme gibt es vom benötigten Temperaturniveau aus betrachtet zwei Verbrauchsschwerpunkte. Zum einen im Temperaturbereich bis etwa 400 °C, der überwiegend dem Dampfbedarf zuzuordnen ist, zum anderen liegt ein Schwerpunkt bei den Hochtemperaturprozessen über 900 °C in der Eisen-schaffenden Industrie und bei Steine und Erden sowie für Chemie-Prozesse. Nur mit dem Hochtemperatur-Reaktor (HTR) lassen sich auch nukleare Einsatzmöglichkeiten realisieren, die im Temperaturbereich oberhalb 700 °C liegen. Bei einem begrenzten lokalen Wärmebedarf spielt zusätzlich seine kleine Leistungsgröße aufgrund der notwendigen Reservebereitstellung eine wesentliche Rolle [2].

2. Kohle-Druckvergasung

Neben dem Einsatz der Kernenergie zur Stromerzeugung und auf dem Wärme-markt, dessen ökologische Überlegenheit gegenüber den fossilen Energieträgern nur schwer abzuleugnen ist, solange man die Akzeptanz der Kernenergie unterstellt, ergibt sich die Frage, welche Substitutionsmöglichkeiten fossiler Energieträger zur CO₂-Reduzierung darüber hinaus noch bestehen. Während es in den vergangenen Jahren gelungen ist, die verfahrenstechnischen Voraussetzungen zur SO₂- und NO_x-Minderung im vom Gesetzgeber vorgeschriebenen Rahmen in der Bundesrepublik Deutschland zu schaffen, sind für die CO₂-Minderung bei der Stromerzeugung außer der Wirkungsgradverbesserung bisher keine technologisch möglichen Lösungen realisiert worden. Bei Kraftwerken mit atmosphärischer

Kohlenstaubfeuerung kommt für die CO_2 -Reduktion nur eine Rauchgasreinigung in Frage. Prohibitiv ist dabei jedoch der hohe verfahrenstechnische Aufbereitungsaufwand, da das CO_2 in mäßiger Konzentration, zum Teil nur in Verbindung mit störenden Begleitkomponenten, anfällt. Während die Gesamtanlagenkosten bis zu 30 % steigen, sinkt der Wirkungsgrad von 40 auf etwa 20 %. Daraus ergibt sich, daß der verfahrenstechnische Aufwand und der dabei anfallende Wirkungsgradverlust zu hoch sind und deshalb eine CO_2 -Rauchgasreinigung fossilbefuerter Kraftwerke allein schon aus Wirtschaftlichkeitsgründen nicht in Frage kommt.

Für die CO_2 -Entsorgung der atmosphärischen Wirbelschichtfeuerung gelten grundsätzlich analoge Zusammenhänge wie bei der Kohlenstaubfeuerung. Auch hier kann die Reinigung nur über große Volumenströme erfolgen und führt daher zu vergleichbaren Kosten- und Wirkungsgradrelationen. Da der Energieaufwand zum Abbau von Komponenten aus einem Gasgemisch stark vom Betriebsvolumen und der Konzentration abhängt, ist es naheliegend nach Druck-Vergasungsprozessen zu suchen, wo durch den höheren Partialdruck der CO_2 -Abbau kostengünstiger ist[3].

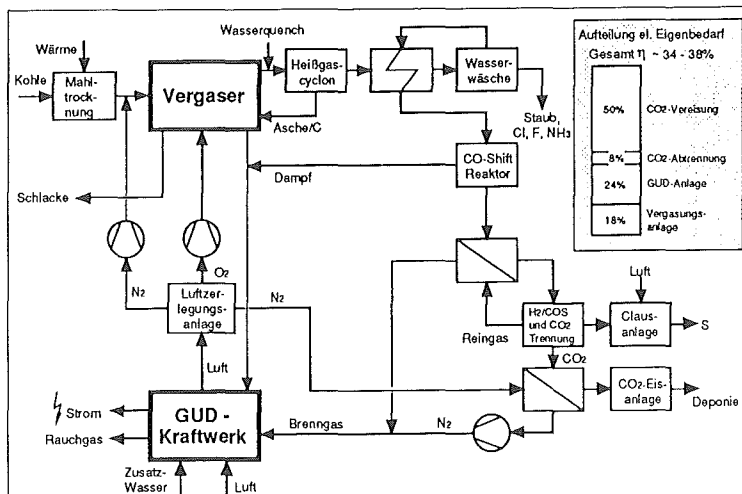


Abb. 1: GUD-Kraftwerk mit integrierter Kohlevergasung und CO_2 -Entsorgung

In Abb. 1 wird die Rohkohle zunächst in einer Mahltrocknungsanlage vorbehandelt, wobei die zum Trocknen notwendige Wärme aus dem Kraftwerksteil ausgekoppelt oder dem Rohgasabtrittssystem entnommen werden kann. Der aufbereitete Brennstoff, d. h. der Kohlenstaub mit einer bestimmten Restfeuchte und Korngrößenverteilung, wird dann den Brennern des Vergasungsreaktors zugeführt. Hier wird die Kohle unter Druck mit den Vergasungsmitteln Sauerstoff (z. B. aus einer Luftzerlegungsanlage) und gegebenenfalls Wasserdampf zur Reaktion gebracht. Dabei sorgt ein entsprechendes Druckniveau dafür, daß das Brenngas noch mit einem ausreichenden Druckregelspielraum vor der Brennkammer der Gasturbine zur Verfügung steht.

Wesentliche Voraussetzung für eine Verminderung des atmosphärischen CO_2 -Ausstoßes von derartigen Kraftwerken mit integrierter Kohlevergasung ist eine nahezu vollständige Überführung des CO in CO_2 und die Ausschleusung der gesamten vor der Brennkammer anstehenden CO_2 -Menge mit geeigneten Waschverfahren sowie die CO_2 -Rückgewinnung in möglichst reiner Form. Dies erfolgt in heterogenkatalytischen Festbettreaktoren mittels Wasserdampf, d. h. es tritt eine weitgehende Umlagerung der chemisch gebundenen Energie des Rohgases, die später in der Gasturbinenbrennkammer genutzt werden soll, von CO auf H_2 ein. Diese Maßnahmen zur CO-Konvertierung bzw. CO_2 -Ausschleusung, vor allem aber die CO_2 -Verfestigung, verdoppeln den Eigenbedarf, was zu Wirkungsgradeinbußen von etwa 8 %-Punkten führt, wie aus Abb. 1 zu erkennen ist. Aus der Aufteilung des Eigenbedarfs ist zu entnehmen, daß fast 60 % für die CO_2 -Abtrennung bzw. Vereisung benötigt wird. Eine Verbesserung könnte hier durch eine Kopplung eines LNG- oder H_2 -Endterminals mit der CO_2 -Verfestigungsanlage erfolgen, da die frei werdende LNG-Verdunstungskälte für die CO_2 -Vereisung genutzt werden kann und damit der Gesamtwirkungsgrad wieder um 6 bis 8 %-Punkte angehoben wird (Abb. 2).

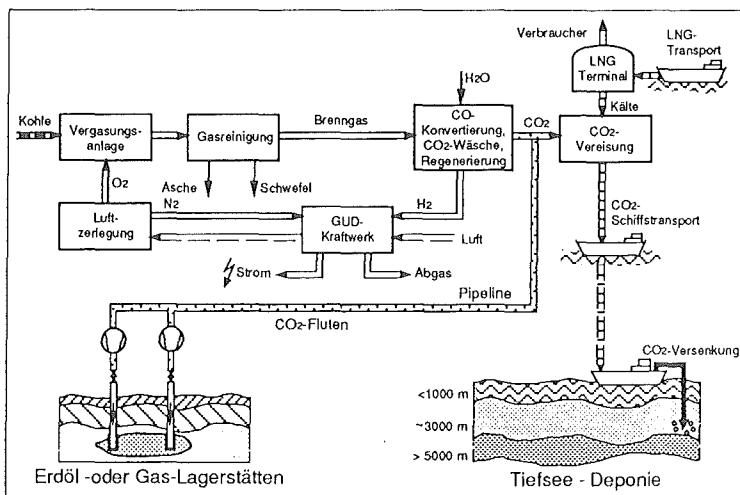


Abb. 2: CO_2 -Entsorgungsalternativen beim GUD-Kraftwerk mit Kohlevergasung

3. CO_2 -Entsorgungsalternativen

Da die CO_2 -Entsorgung ein wichtiger Kostenfaktor in der Wirtschaftlichkeitsbeurteilung derartiger Kraftwerkskonzepte ist, sollen die hierfür vorhandenen Möglichkeiten etwas ausführlicher behandelt werden. Man kann verschiedene CO_2 -Entsorgungsmöglichkeiten unterscheiden, wobei die drei wichtigsten folgende sind [4]:

1. Kavernen-Lagerung
2. Tiefseelagerung
3. Produkt-Transformation

Es gibt eine Vielzahl von Kavernen z. B. von Erdöl- oder Erdgasquellen, die zur CO₂-Endlagerung genutzt werden können, wenn - wie in Abb. 2 dargestellt - Kohlevergasungsanlagen in deren Umgebung errichtet werden. Bei den Erdgasfeldern setzt dieses jedoch voraus, daß sie erschöpft sind, was in dem betrachteten Zeitraum in Europa nur für wenige der Fall ist. Andererseits kann durch CO₂-Injektion die Ausbeute von Erdölvorkommen gesteigert werden. Das hierdurch deponierfähige CO₂-Volumen wird jedoch wohl kaum mehr als 5 % der Gesamt-CO₂-Emissionen abdecken. Deshalb bleibt als die technisch wichtigste Alternative die CO₂-Entsorgung in der Tiefsee, die aber sowohl von der Infrastruktur als auch den Vereisungskosten sehr aufwendig ist. Man schätzt die Kosten auf etwa 150 bis 200 DM/t CO₂, wobei die ökologischen Konsequenzen einer Tiefseelagerung noch nicht hinreichend erforscht sind.

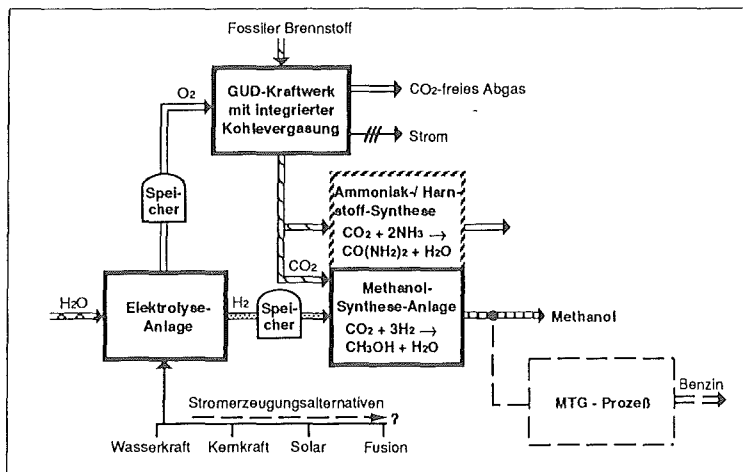


Abb. 3: Kombination eines GUD-Kraftwerkes mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Einbindung in eine Methanol-Syntheseanlage und der H₂-Erzeugung durch Elektrolyse

Es ist deshalb naheliegend, nach einem Nutzenergieprozeß zu suchen, in dem das CO₂ eingebunden werden kann und damit einen anderen Entsorgungspfad durchläuft, also eine Produkt-Transformation durchzuführen. In Abb. 3 ist ein GUD-Kraftwerk mit einer integrierten Kohlevergasungsanlage und einem Syntheseprozess gekoppelt. Nach einer Gasreinigung wird ein Teilstrom des CO₂- und H₂-reichen Reingases in CH₃OH umgewandelt. Der andere H₂-Teilstrom wird zur Brennkammer der Gasturbine geführt. Der aus dem Vergasungsprozeß zur Verfügung stehende Wasserstoff ist die begrenzendende Größe für die erzeugbare Methanolmenge. Eine Mengenbilanz ergibt, daß nur etwa ein Drittel des anfallenden CO₂ im Methanolprozeß gebunden werden kann. Da zwei Drittel des CO₂ weiterhin über eine Vereisung und Tiefseedeponie entsorgt werden müssen, ergeben sich erhebliche Mehrkosten [5]. Deshalb ist es verfahrenstechnisch naheliegend, den zur Methanolerzeugung benötigten Wasserstoff in einer Elektrolyseanlage zu erzeugen, wie es in Abb. 3 dargestellt ist. Hierbei wird der anfallende Sauerstoff in den Kohlevergasungsprozeß geführt, wodurch eine Luftzerlegungsanlage nicht nötig ist.

Entscheidend für die Einführung dieses Prozesses sind jedoch die realisierbaren Elektrolyse-Stromerzeugungskosten. In absehbarer Zeit kommt für die Elektrolyse nur Strom aus kostengünstiger CO₂-freier Wasserkraft oder Kernenergie in Frage. Bei der Kernenergie wäre dieses nur durch Nutzung der Lasttäler der im Mittellastbereich arbeitenden Kraftwerke zu Grenzkosten möglich. Daraus ergibt sich, daß der Elektrolysebetrieb jederzeit unterbrechbar sein muß, ohne die Kontinuität des gesamten Prozesses zu stören. Dieses muß durch dementsprechend große Speicher für H₂ und O₂ sichergestellt werden. Gleichzeitig ist der zu Grenzkosten zur Verfügung stehende Strom aber auch eine Mengenbegrenzung für die Erzeugung von Elektrolyse-H₂.

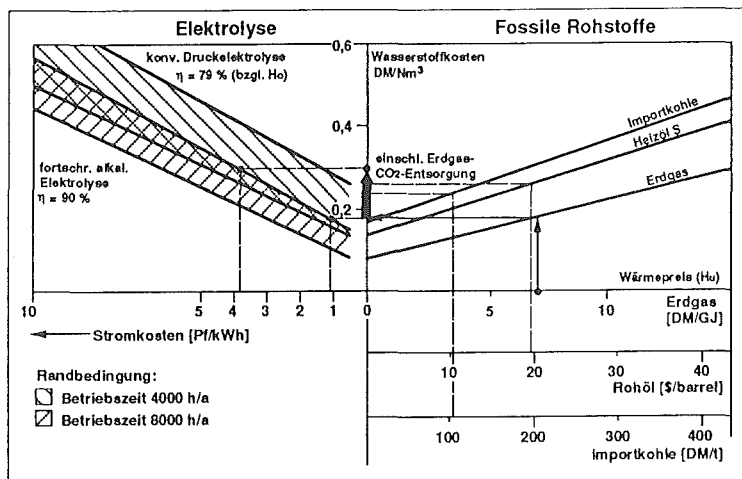


Abb. 4: Kostenvergleich für die Wasserstoffherstellung nach unterschiedlichen Produktionsverfahren unter Berücksichtigung einer Erdgas-CO₂-Entsorgung (150 DM/t CO₂)

In Abb. 4 sind die Kostenparameter zur wirtschaftlichen H₂-Erzeugung für Methanol bzw. Benzin und der Einfluß der Elektrolysekosten dargestellt. Auch hier gilt: Selbst wenn man noch eine Erhöhung des Elektrolyse-Wirkungsgrades von heute 79 % bis auf 90 % für möglich hält und auch die intermittierende Betriebszeit erhöht, müssen die zulässigen Stromkosten unter 4 Dpf/kWh liegen, um mit der fossilen H₂-Erzeugung konkurrieren zu können. Diese Relationen können jedoch durch CO₂-Entsorgungskosten für die fossilen Energieträger erheblich beeinflußt werden, wie im Nomogramm für eine Erdgas-CO₂-Entsorgung von 150 DM/t dargestellt ist.

Durch diese verfahrenstechnische Kombination kann das bei der Kohlevergasung anfallende CO₂ direkt aus dem Vergasungsprozeß, d. h. ohne Vereisung voll in die Methanolsynthese eingebunden werden und wird gewissermaßen auf diesem Wege entsorgt. Es substituiert dabei das für die Methanolerzeugung notwendige CO. Wichtig ist, daß durch eine derartige Einkopplung der Wirkungsgrad der GUD-Anlage wieder um 4 %-Punkte angehoben werden kann. Das in der Methanol-Syntheseanlage erzeugte CH₃OH kann alternativ zu Benzin umgewan-

delt werden, wie es in Abb. 3 dargestellt ist. Anlagen, die nach dem sog. MTG-Prozeß ("Methanol-to-Gasoline") arbeiten, sind Stand der Technik.

Ein weiterer koppelbarer Prozeß wäre die Ammoniak-Harnstoffsynthese, auf die hier jedoch nicht weiter eingegangen werden soll [4].

4. Kopplung der Kohlevergasung mit einem Hochtemperatur-Reaktor

Neben der beschriebenen Kombination einer CO_2 -freien Elektrolyseanlage mit einer Kohlevergasung, dessen CO_2 zur Methanolerzeugung genutzt wird, ergibt sich auch die Möglichkeit, durch direkte Einkopplung nuklearer Hochtemperaturwärme in den Vergasungsprozeß das CO_2 zu transformieren. Am Beispiel der Wasserdampfvergasung (WKV) der Steinkohle soll in Abb. 5 dieser Prozeß erklärt werden.

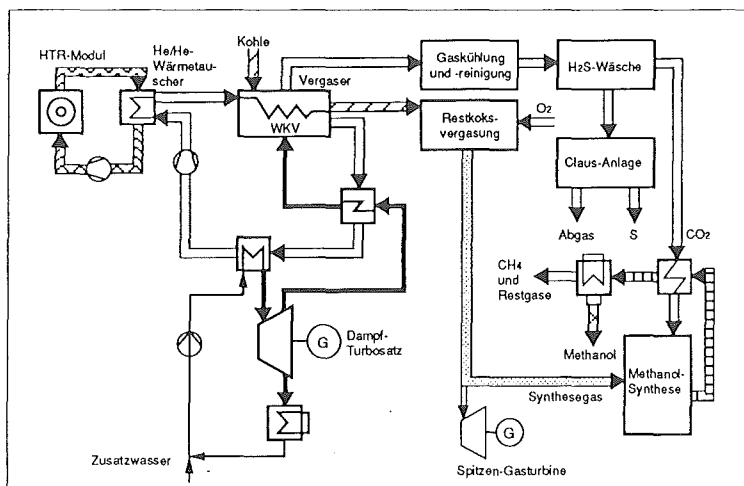


Abb. 5: Strom- und Methanolerzeugung aus Kohle durch Wasserdampfvergasung (WKV) mit Einsatz des HTR-Modul und Restkoksvergasung

Die gemahlene Steinkohle wird zunächst in einem Wirbelbett mit Heliumwärme auf Schweltemperatur vorgewärmt und geschwelt. Dabei kann auch stark backende und damit kostengünstige Steinkohle verarbeitet werden. Es bietet sich an, nur eine Teilvergasung von etwa 50 % durchzuführen und den dann anfallenden Restkoks mit Sauerstoff bei höheren Temperaturen zu vergasen. Der Schwelkoks fließt dann aus dem Schweler in den Gasgenerator, wo er mit Wasserdampf und unter Zuführung von Heliumwärme vergast wird. Alternativ kann er auch zur Erzverhüttung genommen werden und dort den bisherigen Hüttenkoks teilweise substituieren. Die wirtschaftlichen, aber auch verfahrenstechnischen Randbedingungen für diesen Entsorgungsweg müssen jedoch noch untersucht werden [5].

Für die Vergasung von Restkoks eignet sich insbesondere die zirkulierende Wirbelschicht. Die Vergasungstemperatur kann hier, wie bei allen Wirbelschichtverfahren,

bis unterhalb der Ascheerweichungstemperatur angehoben werden, damit kein Zusammenbacken der Wirbelschicht erfolgt und der Rückstand trocken ausgetragen wird. Bei nahezu gleichem Vergasungsdruck von WKV und Restkoksvergaser kann der Restkoks ohne Abkühlung zwischen den Vergasern gefördert werden.

Nach einer Methanolwäsche wird das gereinigte Gasgemisch aus Schwel- und Rohgas in der Methanisierung zu einem synthetischen Erdgas mit hohem Methananteil von etwa 90 Vol.-% umgesetzt, wobei ein Teilstrom für den Einsatz einer Spitzen-Gasturbine zur Verfügung steht (Abb. 5). Das anfallende CO_2 wird nach einer H_2S -Wäsche ebenfalls dem Methanisierungsprozeß zugeführt. Durch die Abkühlung des Rohgases und durch den exothermen Methanisierungsprozeß wird Dampf erzeugt, der teilweise in der Prozeßanlage bzw. in der Dampfkraftanlage genutzt werden kann. Da für die Vergasung nur ein relativ geringer Anteil der vom Reaktor auf hohem Temperaturniveau gelieferten Heliumwärme einkoppelbar ist, bleibt eine erhebliche Wärmemenge für die Dampfkraftanlage zur Stromerzeugung übrig.

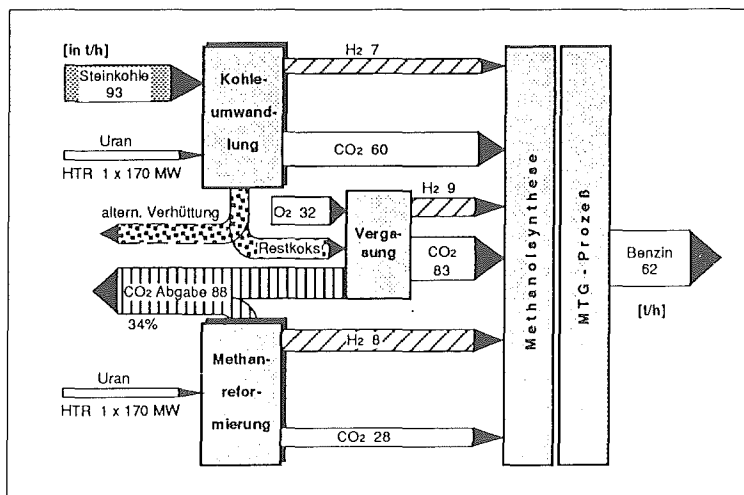


Abb. 6: CO_2 -Bilanz beim Kombiverfahren zur Benzinerzeugung aus Steinkohle mit HTR-Modul und Restkoksvergasung

Betrachtet man in Abb. 6 die CO_2 -Bilanz dieser Variante, so wird über die Hälfte im Restkoks eingebunden, der entweder über eine Sauerstoff-Vergasung energetisch genutzt werden kann, oder Kokssteine bei der Verhüttung substituiert. Alternativ kann der Restkoks auch einem Eisenbadvergaser zugeführt werden. Bei der Restkoksvergasung und bei der HTR-Methanreformierung bleibt noch etwa ein Drittel der CO_2 -Menge als Überschuß, die nicht in die Methanolsynthese eingebunden werden kann und über die Vereisung und Tiefseelagerung entsorgt werden müßte. Deshalb bietet sich eine Modifikation des Prozesses an, in der durch HTR-Steamreforming von Erdgas das für die Methanolsynthese benötigte H_2/CO_2 -Mengenverhältnis ausbalanciert werden kann [1].

Die Verwendung von Methanol als Treibstoff bietet außerdem eine weitere Absenkung des CO₂-Ausstoßes beim Produktverbrauch. Der Heizwert von Methanol ist zwar infolge des Sauerstoffanteils geringer als der von Benzin; da jedoch Methanol ein kohlenstoffärmerer und wasserstoffreicherer Brennstoff ist und Methanoltoren höhere Verdichtungen zulassen, läßt sich bei gleicher Fahrleistung eine CO₂-Reduktion von ca. 30 % erzielen. Damit wäre eine vollständige Umstellung des Verkehrs auf Methanol am umweltwirksamsten, jedoch ist ein sehr hoher Kostenaufwand aufgrund der notwendigen Infrastrukturmaßnahmen erforderlich. Das Methanol kann aber auch bis etwa 15 % dem Benzin beigemischt werden; die hierfür notwendigen Fahrzeugänderungen halten sich im Rahmen der bei Katalysatoren bekannten Kosten.

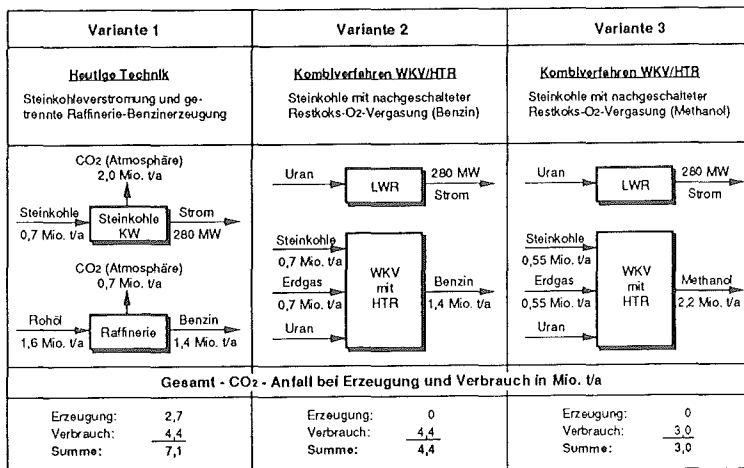


Abb. 7: Mengenbilanz der verfahrenstechnischen Alternativen zur CO₂-Reduzierung im Verkehr

Die sich dabei ergebenden CO₂-Mengenbilanzen sind in Abb. 7 mit denen der heutigen Verfahrenstechnik (Variante 1) verglichen. Hierbei wurde für alle Varianten beispielhaft eine Netto-Stromerzeugung von 280 MW und eine Benzinherstellung von 1,4 Mio t/a, bzw. äquivalente Methanolerzeugung von 2,2 Mio t/a, der Rechnung zugrunde gelegt. Aus dem Vergleich ist zu entnehmen, daß bei der Methanol-Variante 3 zusätzlich beim Verbrauch eine CO₂-Reduzierung von etwa einem Drittel möglich ist [5].

Analoge Überlegungen gelten auch bei HTR-Kombiprozessen für hydrierende Braunkohlevergasung HKV (Abb. 8). Wie schon bei der WKV beschrieben, wird auch hier das Rohgas gekühlt, gereinigt und anschließend der Methanolsynthese zugeführt. Nach Abkühlung und Auskondensation des erzeugten Methanols wird das Restgas gewaschen und das CO₂ abgezogen. In einer Tieftemperaturzerlegung werden H₂, CO, CH₄ und N₂ voneinander getrennt. Das N₂ wird abgelassen und das H₂ nach einer Vorwärmung der HKV-Anlage zugeführt. Das CO wird dem im Röhrenspaltoven erzeugten Synthesegas zugegeben, während das CH₄ nach Zumi-schung von Wasserdampf im Verhältnis 1:4 dem Röhrenspaltoven zugeführt wird.

Die zur Spaltung erforderliche Wärme wird dem HTR-Modul entnommen. Das aus dem Röhrenspalt-ofen kommende Gas wird dem in der HKV erzeugten Synthesegas zugemischt und der Methanolsynthese zugeführt. Natürlich kann in einem weiteren Verfahrensschritt, z. B. über den MTG-Prozeß, auch Benzin erzeugt werden.

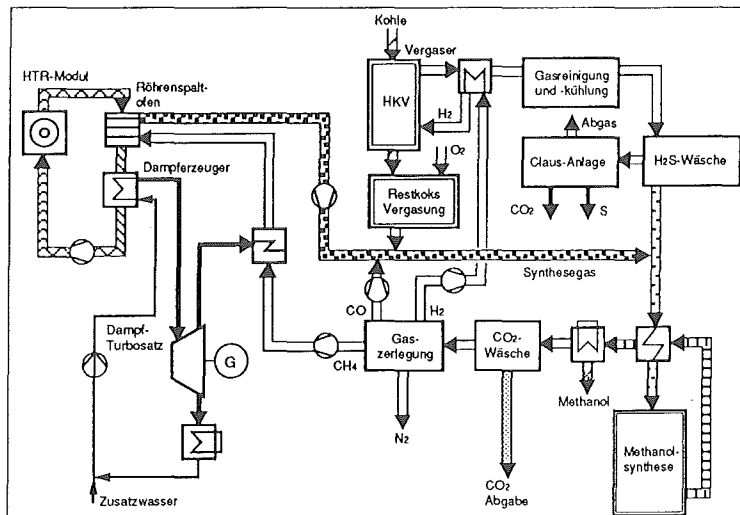


Abb. 8: Methanolerzeugung aus Braunkohle durch hydrierende Kohlevergasung (HKV) unter Einsatz eines HTR-Modul

Abschließend soll noch darauf hingewiesen werden, daß zur Prozeßoptimierung auch eine Kombination der hydrierenden Vergasung (HKV) mit einer Wasserdampfvergasung (WKV) möglich ist. Dabei werden in der HKV die flüchtigen und leicht reagierenden Bestandteile der Stein- oder Braunkohle in kohlenstoffhaltige Gase umgewandelt und anschließend in der WKV aus dem festen Rückstand ein wasserstoffreiches Gas für den Einsatz in der Hydriervergasung erzeugt.

5. Literatur

- [1] H. Frewer, Zukunftskonzepte der Kernenergienutzung, VGB-Kraftwerkstechnik, 70, (1990), S. 525 - 537
- [2] Th. Jobsky, Ermittlung von Potentialen zur industriellen Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen, KFA, Angewandte Systemanalyse, Nr. 60, Jülich 1990
- [3] R. Müller, W. Emsperger, Kombiprozesse und ihr Beitrag zum Umweltschutz, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 40 (1990), S. 334 - 338
- [4] W. Seifritz, Der Treibhauseffekt, Technische Maßnahmen zur CO₂-Entsorgung, Carl-Hanser-Verlag, (1991) München, S. 62 ff.
- [5] Interatom, Konzepte zum Einsatz des HTR-Moduls bei der Reduzierung von CO₂-Emissionen, Bergisch Gladbach, Okt. 1990
- [6] H. Frewer, The Potential of Nuclear Power for Reduction of Carbondioxide Emissions in Europe, Kerntechnik, 57, (1992), S. 59- 68

Kernenergie-Beiträge für eine umweltschonende Mobilität

Michael Müller Armin Stoltz

1. Mobilitätsbedürfnisse und Auswirkungen

Trotz der heute schon hohen Verkehrsdichte steigt die Zahl der neu zugelassenen Fahrzeuge weiterhin an. So sind allein im wiedervereinten Deutschland derzeit rund 36 Mio. PKW zugelassen und der Bestand soll bis zum Jahr 2010 auf ca. 41 - 45 Mio. anwachsen /1/. Europaweit betrachtet wird dieser Wachstumstrend auch auf längere Sicht anhalten, denn besonders die Menschen in Osteuropa werden ein steigendes Mobilitätsbedürfnis verspüren; dies gilt sicherlich auch für alle Schwellenländer.

Aus den hohen Fahrzeugzahlen resultiert eine, besonders in den Ballungsräumen der Industrieländer hohe Verkehrsdichte, mit allen ihren bekannten Erscheinungen, wie zähflüssiger Verkehr, Unfälle, Staus, Smog, Ozon, etc.; diese Negativeffekte werden treffend mit dem Begriff "Verkehrsinfarkt" umschrieben. Der Individualverkehr heutiger Prägung stößt damit an seine Grenzen, so daß neue Lösungen entwickelt werden müssen, die einerseits dem Mobilitätsbedürfnis der Menschen gerecht werden und andererseits umwelt- und sozialverträglich sind.

Der Ausbau des öffentlichen Personennahverkehrs ist eine wichtige Maßnahme zur Verbesserung der Verkehrssituation. Sie reicht jedoch voraussichtlich nicht aus, den Bedürfnissen unserer heutigen Zeit gerecht zu werden. Die individuelle Mobilität ist zu einer wesentlichen Komponente der persönlichen Freiheit geworden, so daß ein Verzicht darauf eine grundlegende Änderung unseres Werte- und Gesellschaftssystems erfordern würde.

2. Energiebedarf und Umweltprobleme

Seit Einführung der Dampfmaschine wurde das gesamte Verkehrssystem allmählich auf leistungsfähige Antriebsmaschinen umgestellt, die Energieträger mit hohem spezifischen Energieinhalt und hoher Flexibilität bzgl. Handhabung und Lagerung benötigen. Unser heutiges Verkehrssystem ist deshalb fast ausschließlich auf die Verbrennung von fossilen Kohlenwasserstoffen (Benzine, Diesel, Flüssiggas) aufgebaut. Nur einen geringen Beitrag leisten alternative Brennstoffe, wie z.B. Bioalkohole. Elektrischer Strom wird in vielen Industrieländern zum Antrieb von spurgebundenen Verkehrsmitteln - hauptsächlich Bahnen, aber auch Bussen - ein-

gesetzt; er leistet jedoch ebenfalls bislang nur einen kleinen Beitrag zur Deckung des transportbedingten Energiebedarfs. Der Endenergieverbrauch des Straßenverkehrs lag 1987 bei 55 Mio t SKE /4/.

Besonders in städtischen Ballungsräumen verursacht verkehrsbedingte Energieumwandlung Schadstoffemissionen (CO, NO_x, HC, Ruß, u.a.), die die Atemluft zunehmend belasten. Die Einführung des Katalysators hat die Situation zwar entschärft, jedoch keine hinreichende Lösung des Umweltproblems bewirken können. Smog im Großraum Los Angeles hat dazu geführt, das in den USA ein Gesetz zur Reinhaltung der Luft (US Clean Air Act) erlassen wurde, das u.a. Quoten für sog. "Zero Emission Vehicles" (ZEV) in Bezug auf die Gesamtzahl der neuzugelassenen Fahrzeuge eines Herstellers vorsieht (ab 1998 von 2% bis 2003 auf 10% steigend).

Im Zusammenhang mit dem, das Weltklima beeinflussenden Treibhauseffekt haben verkehrsbedingte CO₂-Emissionen besondere Bedeutung erlangt. In Deutschland hatte der Verkehr im Jahr 1987 einen Anteil von 19% an der Gesamtemission von 716 Mio. Tonnen /5/. Es ist evident, daß auch im Verkehrssektor die Verbrennung von Kohlenwasserstoffen so weit wie möglich vermieden werden muß. Aufgrund des oben genannten Trends erscheint jedoch ein merklicher Verzicht auf Mobilität kaum realistisch zu sein, so daß Maßnahmen für den Ersatz fossiler Brennstoffe vorrangig zu entwickeln sind. Kernenergie könnte hierbei wichtige Beiträge leisten, auf die im folgenden näher eingegangen wird.

3. Direkter Beitrag durch CO₂-freien Strom für Elektrofahrzeuge

Strom kann direkt zum Antrieb von Fahrzeugen herangezogen werden, was täglich durch elektrifizierte Bahnen und Busse demonstriert wird. Als Antrieb für Personen- und Lastkraftwagen hat sich der Elektroantrieb jedoch bislang nicht durchsetzen können, da vorwiegend technische und wirtschaftliche Gesichtspunkte dagegen standen. Zukünftig werden aber zunehmend Aspekte des Umweltschutzes auch im Verkehrsbereich zu berücksichtigen sein, so daß alternative Techniken zumindest in Nischenanwendungen eingesetzt werden müssen. Durch den amerikanischen Clean Air Act motiviert, ist auch die europäische Autoindustrie zu einem verstärkten Engagement bei der Entwicklung von Elektro-PKW bereit.

Im Vergleich zu herkömmlichen Verbrennungskraftfahrzeugen haben Elektrostraßenfahrzeuge auf Basis heutiger Technik die *Nachteile*

- geringere Reichweite (ca. 50 - 200 km),
- längere "Tank"- bzw. Nachladungszeiten (Normalladung in ca. 8h, Schnellladung heute in ca. 0,5 - 2h),
- höherer Preis (Faktor 2 - 4 teurer als konventionelles Fahrzeug),

und die *Vorteile*

- lokale Emissionsfreiheit,
- Lärmfreiheit,
- weniger Platzbedarf (Klein- bzw. Stadtfahrzeug).

Die Nachteile sind alle auf die für die Elektrotraktion bislang verfügbaren Techniken zur Stromspeicherung zurückzuführen. Die Batterieforschung hat aber seit Anfang der 70er Jahre große Fortschritte gemacht und es formieren sich Konsortien zur weiteren Verbesserung der unterschiedlichen Batterietypen; beispielhaft seien hier das amerikanische Advanced Battery Consortium und das internationale Lead-Acid Battery Consortium genannt. Als weitgehend entwickelt gelten heute die Blei-Gel-, Nickel-Cadmium- und Natrium-Schwefel-Batterie. Weitere aussichtsreiche Systeme wie Nickel-Hydrid-, Natrium-Nickelchlorid, Zink-Brom- und Lithium-Swing-Batterie befinden sich derzeit noch in der Entwicklung und z.T. schon in der fahrzeugtechnischen Erprobung.

Die Leistungsdaten (Leistungs- und Energiedichte) von Fahrzeugbatterien und die damit erreichbaren Fahrleistungen halten bis zum heutigen Tage einem Vergleich mit fossilen Energiespeichern (Benzin, Diesel, Gas) nicht Stand (/7/, S. 22). Fortschritte in der Batterietechnik sind somit ein Schlüssel für die Markteinführung von Elektrofahrzeugen.

Eine Betrachtung der durchschnittlichen Fahrleistungen aller PKW im Bundesgebiet relativiert jedoch den einfachen Vergleich mit herkömmlicher Technik. Untersuchungen in den alten Bundesländern haben ergeben, daß die durchschnittlichen Tagesfahrstrecken zu 65% unter 50 km und zu 85% unter 100 km liegen /6/. Mit den heute verfügbaren Batteriesystemen sind Fahrstrecken zwischen 50-100 km ohne langwierige Nachladung realisierbar. Die dabei erreichbaren Beschleunigungen und Geschwindigkeiten genügen dabei durchaus den Erfordernissen des Stadtverkehrs.

Die Nachladung von Batterien wird aus wirtschaftlichen Gründen hauptsächlich in der Nacht während der Schwachlastzeiten vorgenommen werden. Für spezielle Anwender, insbesondere Flottenbetreiber - z.B. Transport-, Taxi- und Kurierdienste -, die ihre Dienstleistungen über größere Tagesfahrstrecken in Ballungsräumen erbringen, müssen Möglichkeiten für eine schnelle Nachladung geschaffen werden; andernfalls werden E-Fahrzeuge kaum von kommerziellen Nutzern akzeptiert werden.

Für Schnellladungen unterhalb einer halben Stunde werden zwei unterschiedliche Verfahren diskutiert. Zum einen sog. Schnelladestationen, die einer normalen Zapfsäule ähnlich über eine Kabelverbindung einen hohen Leistungsfluß ermögli-

chen, aber eine geeignete, schnelladefähige Batterie (z.B. Nickel-Cadmium) voraussetzen. Zum anderen sog. Batteriewechselstationen, in denen das entladene Batteriemodul binnen Minuten gegen ein nachgeladenes ausgetauscht wird. Diese Technik könnte sich besonders für nicht oder nur bedingt schnelladefähige Batteriesysteme durchsetzen, sofern die mechanischen Vorrichtungen und Lademöglichkeiten (z.B. an bestehenden Tankstellen) geschaffen werden.

Der heute relativ hohe Preis für Elektrofahrzeuge resultiert aus den geringen Stückzahlen und dem noch geringen Automatisierungsgrad der Fertigungsstätten für die Batterien. Durch Massenproduktion könnten die Herstellkosten drastisch reduziert und die Preise denen konventioneller Fahrzeuge mit Verbrennungskraftmaschinen angenähert werden.

Elektrisch angetriebene Fahrzeuge verursachen am Einsatzort keine Emissionen, ein Vorteil, der unbestritten ist. Durch den Anteil der fossilen Kraftwerke am Primärenergiemix der Stromerzeugung (1990 in den alten Bundesländern ca. 63%) werden in der Regel dennoch Emissionen mit dem elektrischen Verkehr verbunden sein /2/. Diese Emissionen, die an den Standorten der fossilen Kraftwerke auftreten, sind derzeit Gegenstand heftiger Diskussionen um den Nutzen des Elektrofahrzeugs. Mehrere Untersuchungen unterschiedlicher Institutionen zu diesem Thema haben aufgrund voneinander abweichender Prämissen zu unterschiedlichen Ergebnissen geführt. In der politischen Diskussion wird, je nach Intention, die eine oder andere Studie für die Argumentation herangezogen. Es sei an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen, daß Kraftwerksemissionen viertelstündlich gemessen werden und somit im Vergleich zu den jährlich einmal stattfindenden Abgassonderuntersuchungen für herkömmliche PKW wesentlich besser zu kontrollieren sind. Energie- und umwelttechnische Verbesserungen der fossilen Kraftwerke werden sich zudem unverzüglich und ohne Zutun der Elektrofahrzeugbetreiber positiv auf den Primärenergieverbrauch und die spezifischen Emissionen auswirken /3/.

Durch Bereitstellung von emissionsfreiem Strom könnte die Kernenergie den Umweltvorteil und die Akzeptanz von Elektrostraßenfahrzeugen deutlich verbessern, besäße sie hierzulande nicht selbst ein wesentlich größeres Akzeptanzproblem. Schon manche Diskussion um das Für und Wider einer breiten Einführung des Elektroautos endete in eine Diskussion über die Verantwortbarkeit der Kernenergie.

Im Zusammenhang mit emissionsfreier Stromerzeugung für Elektrofahrzeuge bietet sich natürlich auch die Nutzung der regenerativen Energien an, so daß auch Solarautos und Solartankstellen entwickelt werden. Batterien von Elektrofahrzeugen könnten mit dem oben genannten Batteriewechselkonzept den Nachteil der diskontinuierlichen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien kompensieren, da für die Zwischenspeicherung des Stroms keine zusätzlichen Investitionen

für das Speichermedium zu tätigen sind. Die regenerativen Energiequellen werden jedoch nur einen Teil der benötigten Energiemenge bereitstellen können, woraus die Rolle der Kernenergie für einen umweltschonenden Verkehr klar wird: ein Betrieb von großen E-Fahrzeugflotten mit minimalem CO₂-Ausstoß ist hierzu ohne die Nutzung der Kernenergie nur schwer zu ermöglichen.

Das Elektroauto wird aufgrund seiner begrenzten Reichweite vornehmlich in infrastrukturell erschlossenen Ballungsgebieten sinnvoll eingesetzt werden können. Aber gerade dort können seine Vorteile im Hinblick auf einen umwelt- und sozialverträglichen Verkehr bei ausreichenden Fahrleistungen und akzeptablen Kosten genutzt werden. Die Industrie wird aber erst dann große Investitionen in den Aufbau entsprechender Fabriken vornehmen, wenn Staat und Kommunen die Markteinführung von E-Fahrzeugen begünstigende Rahmenbedingungen erlassen. Sind diese Voraussetzungen einmal gegeben, so könnte auch die Industrie selbst z.B. in Form von Leasing- bzw. Mietmodellen, Carpools, usw., die Markteinführung des Elektroautos wirksam fördern.

Im Oktober 1992 ist der deutsche Großversuch zur Erprobung von Elektrofahrzeugen der neuesten Generation auf der Insel Rügen angelaufen. An dem vom BMFT geförderten Vorhaben beteiligen sich fast alle großen deutschen Autofirmen, Batterie- und Komponentenhersteller, die Elektrizitätswirtschaft und gesellschaftliche Institutionen. Der mit insgesamt 60 Fahrzeugen durchgeführte Versuch wird bis Ende 1995 andauern und neue Erkenntnisse über die Praxistauglichkeit und Umweltaspekte heutiger E-Fahrzeuge liefern. Die Elektrizitätswirtschaft beteiligt sich durch Entwicklung, Bau und Betrieb von Normal- und Schnelladestationen.

4. Indirekter Beitrag zu den flüssigen Transportenergien

Trotz wachsender Chancen für den Elektroantrieb in Ballungsräumen und im Nahverkehr werden auch in einem zukünftigen Verkehrssystem flüssige Brennstoffe als Transportenergie unverzichtbar sein. Dabei werden vor allem Kohlenwasserstoffe auf Grund der Reichweiten der Energievorräte und der guten Wirtschaftlichkeit der Herstellungsverfahren eine weiterhin überragende Rolle spielen /8/.

Für die Reduzierung der durch den Verkehr verursachten CO₂-Emissionen stehen bei Verwendung flüssiger Energieträger grundsätzlich folgende Wege offen:

- Verbesserung der Energieausnutzung bei Fahrzeugen,
- Reduzierung des Kohlenstoffanteils in flüssigen Brennstoffen,
- Vermeidung von CO₂-Emissionen bei der Herstellung flüssiger Brennstoffe.

Die Fahrzeughersteller haben in den letzten Jahren beträchtliche Anstrengungen zur Effizienzsteigerung der Fahrzeugflotten unternommen. So wird sich der spezifische Flottenverbrauch in Deutschland bezogen auf 1987 bis zum Jahr 2000 bei Ottomotoren um rd. 20% auf etwa 8 l/100km und bei Dieselmotoren um rd. 17% auf 6,6 l/100km verringern /5/.

Die Reduzierung des Kohlenstoffanteils in flüssigen Brennstoffen ist dagegen nur durch Substitution des Kraftstoffes möglich. Hierzu ist für eine ferne Zukunft das Szenario einer Wasserstoffwirtschaft entwickelt worden, die die bisherige Kohlenwasserstoffwirtschaft vollständig ersetzt. Dabei wird der Transportenergieträger Wasserstoff mit CO₂-freiem Strom aus Kernkraftwerken /9/ oder Photovoltaikanlagen in sonnenreichen Weltregionen /10/ hergestellt.

Der Umsetzung eines solchen Systems stehen aus heutiger Sicht eine Anzahl gravierender Schwierigkeiten entgegen. Zum einen gibt es bisher keine befriedigenden mobilen Wasserstoffspeicher. Zum anderen fehlen die technischen, infrastrukturellen und insbesondere die wirtschaftlichen Voraussetzungen für einen Wasserstoffeinsatz im Verkehr. Der Aufbau einer solchen Infrastruktur in unmittelbarer Konkurrenz zum außerordentlich wettbewerbsfähigen Kohlenwasserstoffsystem dürfte mittelfristig jede Volkswirtschaft überfordern.

Konsequenterweise sind Konzepte eines "sanften Übergangs" untersucht worden /9/, bei denen Methanol als Transportenergie eingesetzt wird. CO₂-freie Kernenergie liefert dabei die für die Methanolherstellung erforderliche Prozeßwärme. Beim flüssigen Methanol ist das Speicherproblem gelöst, denn es wird weiterhin der Kohlenstoff als "konkurrenzlos günstiger" Wasserstoffspeicher verwendet. Das C/H-Verhältnis ist fast um den Faktor 2 besser als bei Benzin und Diesel, so daß auch die spezifischen CO₂-Emissionen geringer sind. Gleiches gilt übrigens auch für verflüssigtes Erdgas - LNG - das in manchen Ländern bereits als Transportenergie verwendet wird.

Das Methanolsystem leidet aber - ebenso wie das Wasserstoffsystem - unter dem infrastrukturellen Nachteil gegenüber den herkömmlichen Kohlenwasserstoffen. Hinzu kommt noch, daß Methanol - und andere Sauerstoffverbindungen - ausgezeichnete Mischkomponenten für hochoktanigen Vergaserkraftstoff sind. Damit besteht im heute schon wirtschaftlich überlegenen Kohlenwasserstoffsystem ein beträchtliches Potential, große Mengen oxygenierter Komponenten - ohne den kostspieligen Aufbau einer neuen Infrastruktur - aufzunehmen.

Die größten Realisierungschancen für einen Kernenergiebeitrag zu den flüssigen Transportenergien bestehen damit wohl zunächst bei der Vermeidung von CO₂-Emissionen im existierenden Kohlenwasserstoffsystem. In den 70er und 80er Jahren sind zahlreiche Studien zur nuklearen Prozeßwärmebereitstellung für die Che-

mie und Petrochemie durchgeführt worden. Grundsätzlich ist demnach die wärmeseitige Kopplung von Nuklear- und Chemieanlagen möglich.

Daß es dennoch bisher nicht zu einer auch nur ansatzweisen Realisierung kam, hat eine ganze Zahl von Gründen. Mangelnde Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz der Kernenergie werden häufig genannt. Übersehen wird dagegen, daß es auch Kompatibilitätsprobleme zwischen dem "sehr langsamen" Nuklearsystem und den vergleichsweise "schnellen" chemischen Synthese- und Reformier-Verfahren gibt. Bei autothermen Chemieverfahren ist die Synchronität zwischen Wärmebereitstellung und chemischen Reaktionsabläufen dagegen automatisch gegeben. Wirtschaftlichkeit vorausgesetzt, hat die direkte Kopplung von Kernenergie und chemischer Verfahrenstechnik wohl vorrangig zunächst bei der Prozeßwärmebereitstellung für physikalische Trennprozesse eine Chance.

Die Chancen der Kernenergie im Kohlenwasserstoffsystem sind dagegen erheblich besser, wenn eine direkte Kopplung vermieden werden kann. Ein weites Feld hierfür ist der zunehmende Bedarf an Wasserstoff zur Herstellung leichter Kohlenwasserstoffe. In Deutschland beläuft sich dieser Wasserstoffbedarf heute bereits auf rd. 20 Mrd. Nm³/a mit stark steigender Tendenz.

Der Wasserstoff wird heute im wesentlichen durch Reformierung von Methan und leichten Kohlenwasserstoffen oder durch Partialoxidation von Raffinerierückständen erzeugt. Dabei entstehen je kmol H₂ in Reformierprozessen 0,25 bis 0,32 kmol CO₂ bzw. in der Partialoxidation sogar 0,37 kmol CO₂.

Diese Emissionen könnten bei CO₂-freier Wasserstofferzeugung durch Kernenergie und Elektrolyse vermieden werden. Gleichzeitig könnten die zur Wasserstofferzeugung eingesetzten Kohlenwasserstoffe in Transportenergieträger umgewandelt und damit die Reichweite der Ölvorräte erhöht werden.

Gegen das skizzierte System sprechen die derzeit sehr günstigen Wasserstofferzeugungskosten der Reformierung von rd. 0,15 DM/Nm³ H₂ und der Partialoxidation von rd. 0,25 DM/Nm³ H₂ /11/. Die Prozeßkette Kernenergie und Elektrolyse kann derzeit nur konkurrieren, wenn Kernenergiearbeit zu Grenzkosten (Auffüllen von Nachttälern) zur Verfügung steht. Die Wasserstoffherstellung würde dann rd. 18 Pf/Nm³ kosten. Bei Gutschrift des Sauerstoffs mit dem heute üblichen Marktpreis für Großlieferungen von ca. 15 Pf/Nm³ O₂ würden sich die Wasserstoffkosten auf rd. 11 Pf/Nm³ verringern. Bei einem Vollkostenansatz für Kernenergie würde der Elektrolysewasserstoff dagegen rd. 50 Pf/Nm³ kosten.

Unter der Voraussetzung günstiger wirtschaftlicher Bedingungen, könnte die Kernenergie in der dargestellten Weise einen sinnvollen Beitrag zu einem sanften Übergang vom heutigen Kohlenwasserstoffsystem zu einer zukünftigen Wasserstoffwirtschaft im Verkehrssektor leisten.

5. Fazit

Der Trend zu mehr individueller Mobilität und damit mehr Fahrzeugen wird auch längerfristig anhalten. Der Verkehrssektor muß deshalb in Maßnahmen für eine umfassende Luftschadstoffminderung, insbesondere der CO₂-Emissionen, einbezogen werden. Wirtschaftlichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz vorausgesetzt, könnte die Kernenergie dabei wichtige Beiträge leisten. Zum einen durch emissionsfreien Strom für Elektrofahrzeuge und zum anderen durch CO₂-frei erzeugten Wasserstoff für die Herstellung flüssiger Kohlenwasserstoffe als Transportenergieträger.

6. Literatur

1. Shell-Studie: Aufbruch zu neuen Dimensionen. Aktuelle Wirtschaftsanalysen (1991), H. 22.
2. Sporckmann, B.: Elektrofahrzeuge als Luftschadstoffbremse? Energiewirtschaftliche Tagesfragen Jg. 42 (1992), H.6.
3. Burkner, W., Hellriegel, E.; Schaefer, H.; Wagner, U.: E-Fahrzeuge - eine Technik für umweltschonende Mobilität. Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg 42 (1992), H. 6.
4. Wagner, H.-J.: CO₂-Emissionen und Energieversorgung. Sonderdruck aus dem Jahresbericht 1990 des Forschungszentrums Jülich GmbH.
5. Wagner, H.-J.: CO₂-Minderung durch rationelle Energieverwendung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen Heft 8/1989, S. 485-489.
6. Mann, E. W.: Eine Option für die Zukunft. ENERGIE, Jahrg. 44, Nr. 5, Mai 1992.
7. VEBA-Studie "Das Elektroauto - Fakten und Argumente". VEBA AG, Düsseldorf, März 1992.
8. Runge, H. C.; Mönig, W.: Überlegungen zur längerfristigen Verfügbarkeit des Erdöls. KFA Jülich GmbH, Jül-Bericht 2209, Juni 1988.
9. Häfele, W. (Hrsg.): Energiesysteme im Übergang - unter den Bedingungen der Zukunft. mi-Poller Verlag Moderne Industrie 1990.
10. Winter, C.-J.; Nitsch, H.(Hrsg.): Wasserstoff als Energieträger. Berlin, Springer 1986.
11. VEBA-Studie "Zukunftsenergien - Fakten und Argumente". VEBA AG, Düsseldorf, Juli 1989.

2.

Nutzung fossiler Energieträger

Perspektiven der Erdgasanwendungstechnologien Burckhard Bergmann	85
Veredlung der Braunkohle in der Wirbelschicht - Nutzung der Ergebnisse in der Energiewirtschaft Peter Speich Hans Teggers Dietrich Böcker Jürgen Engelhard	93
Fortschritte in der Gasturbinentechnik Günther Dibelius	104
Fortschritte und Erwartungen in der konventionellen Kraftwerkstechnik Manfred Simon Herbert Harder	115
Einsatz von Wirbelschichtfeuerungsanlagen in der Energietechnik Ulrich Renz	123
Konzepte zur Verminderung der Kohlendioxid-Emission und zur Kohlendioxid-Rückhaltung bei der Kohleverstromung Rudolf Pruscheck	132
KoBra-Demonstrationsanlage Kombikraftwerk mit integrierter HTW-Braunkohlevergasung Rainer Wischnewski Klaus Schippers	144
Der Einsatz von Methanol als Kraftstoff in Dieselmotoren Franz Pischinger Norbert Schorn	152
Entwicklungsstand metallischer Rußfilter für Dieselmotoren Friedrich Behr Georg Hüthwohl Gerhard Lepperhoff	163
Brennwert-Heizkessel, ein Beitrag zur Minderung der Umweltbelastung Siegfried Förster Peter Quell	171

Perspektiven der Erdgasanwendungstechnologien

Burckhard Bergmann

1. Einleitung

Erdgas ist eine junge Energie. Die Hauptverbrauchergruppen gliedern sich in Haushalte und Kleinverbraucher (HuK) sowie die Industrie und die Stromerzeugung. Der Anteil am Primärenergieverbrauch in Westeuropa lag noch 1970 bei nur 6 %. Bis 1991 hat sich dieser mit 17 % bereits nahezu verdreifacht, der Erdgasabsatz hat sich mit 83 Mrd. m³ im Jahre 1970 gegenüber 330 Mrd. m³ im Jahr 1991 sogar vervierfacht. Obwohl für die Zukunft mit einem nur noch moderat steigenden Primärenergieverbrauch gerechnet wird, besteht ein Erwartungskonsens, daß der Erdgasverbrauch in Westeuropa bis zum Jahr 2005 nochmals um 100 - 110 Mrd. m³ zunehmen wird. Ein wesentlicher Teil dieses Anstiegs kann durch bereits abgeschlossene Importverträge gedeckt werden. Für den noch verbleibenden Bedarf stehen im Einzugsgebiet von Westeuropa ausreichende Erdgasreserven zur Verfügung, deren Entwicklung allerdings nicht nur technisch und finanziell höhere Anforderungen stellt, sondern die darüber hinaus auch weiter von den wesentlichen europäischen Verbrauchsmärkten entfernt liegen. Es wird deshalb darauf ankommen, nicht nur Produktion, Transport und Verteilung äußerst effizient zu gestalten, sondern gerade auch die Erdgasanwendungstechnologien mit dem Ziel weiter zu entwickeln, die preisliche Anlegbarkeit für Erdgas im Vergleich mit den Konkurrenzenergien zu verbessern.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung von Erdgasverbrauch und Erdgasaufkommen in Westeuropa bis zum Jahr 1991 sowie die erwartete Entwicklung bis zum Jahr 2005.

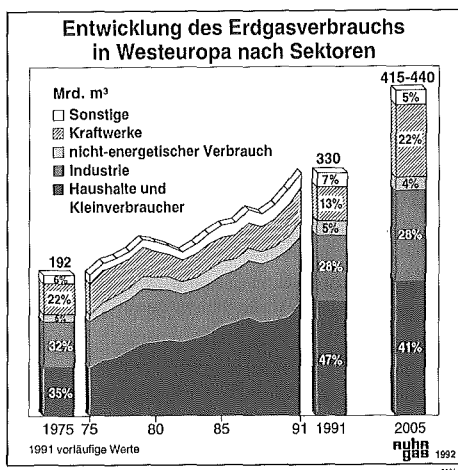


Abb. 1a Erdgasverbrauch
Entwicklung in Westeuropa

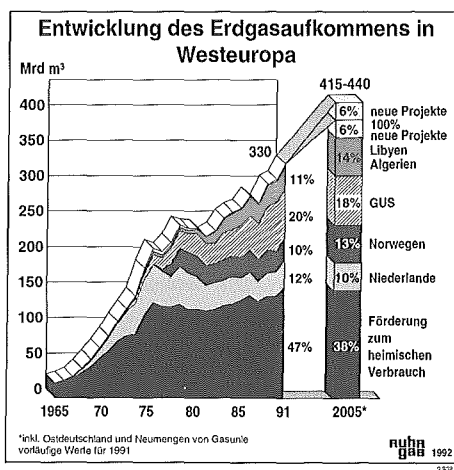


Abb. 1b Erdgasaufkommen
Entwicklung in Westeuropa

Die hervorragenden Produkteigenschaften sind wesentlich für den Erfolg des Erdgases. Erdgas besitzt eine hohe Nutzungseffizienz und ist aufgrund der konsequenten und langfristig orientierten Beschaffungs- und Marketingstrategie der Gaswirtschaft beim Verbraucher just in time zu wettbewerbsfähigen Preisen verfügbar. Schließlich belastet es die Umwelt deutlich weniger als die anderen fossilen Energieträger.

Denn umweltbelastende Schadstoffe, wie Schwefelverbindungen, Staub sowie Schwermetall- und Halogenverbindungen sind im transportierten Erdgas nicht enthalten. Der gasförmige Aggregatzustand erlaubt eine gute und homogene Brenngas-/Luftdurchmischung. Zusammen mit einer exakten Dosierung der Luftzufuhr wird eine nahezu vollkommene Verbrennung erreicht. Die Emission unverbrannter Bestandteile, wie Kohlenwasserstoffverbindungen und Ruß wird dadurch fast vollständig vermieden. Bei der Verbrennung werden nur geringe Mengen CO_2 und anderer klimarelevanter Spurengase freigesetzt. Bedeutsamste Schadstoffquelle sind die bei hohen Verbrennungstemperaturen aus der Reaktion der in der Verbrennungsluft enthaltenen Sauerstoff- und Stickstoffmoleküle entstehenden Stickoxide.

Generell richten sich die Forschungs- und Entwicklungsbemühungen auf eine rationelle Energieverwendung, auf die Minderung von Schadstoffen (insbesondere Stickoxide) sowie die Senkung der Investitions- und Betriebskosten.

2. Erdgasverwendung in Haushalt und Gewerbe

In Haushalten und im Gewerbe wird Erdgas vornehmlich zu Heizzwecken und zur Brauchwassererwärmung eingesetzt. Der Jahresnutzungsgrad einer Erdgas-Heizungsanlage konnte von 1978 bis 1988 von 73 auf 86% gesteigert werden. Dies entspricht einer Energieeinsparung und damit einer CO_2 -Reduzierung von 15%.

Energiesparende Niedertemperaturkessel sind heute technischer Standard, zunehmend werden aber Brennwertkessel eingesetzt, die den im Abgas enthaltenen Wasserdampf kondensieren und die dabei freiwerdende Wärme zusätzlich nutzen. Rechnerisch können sich - bezogen auf den unteren Heizwert des Erdgases - Wirkungsgrade von 100 % und mehr (max. 111%) ergeben. Eine weitere Energieeinsparung gegenüber der konventionellen Brennwerttechnik läßt sich durch modulierend arbeitende Anlagen erreichen, bei denen die Drehzahl des Brennergebläses und die Gaszufuhr durch die Regelgrößen Wärmebedarf und Abgaszusammensetzung von einem Mikroprozessor digital gesteuert werden.

Einzig relevanter Schadstoff, der bei der Verbrennung von Erdgas anfällt, ist Stickoxid. Da die thermische NO_x -Bildung oberhalb von 1200°C deutlich ansteigt, lassen sich diese Emissionen durch Absenkung der Flammentemperatur deutlich reduzieren. Atmosphärische Brenner arbeiten deswegen oft mit direkter Flammenkühlung über keramische und metallische Kühlstäbe. Gegenüber einer ungekühlten Flamme sind NO_x -Reduktionen um bis zu 40% möglich. Noch geringere NO_x -Emissionen sind mit Gebläseburnern realisierbar, die Gas und Luft vollständig vormischen und bei denen durch die Verwendung feingelochter Brennerplatten, poröser Keramikplatten oder Metallfaservliesen eine Verbrennung in Form kleinster Flämmchen erzeugt wird. Je nach Ausführung werden nur 10 bis 50

mg NO_x/kWh und damit nur 10 % der bei konventionellen Brennern üblichen Menge emittiert. Die neueste Generation atmosphärischer Brenner, die für eine dem Wärmebedarf von Niedrigenergiehäusern entsprechende Nennwärmebelastung von 7 kWh ausgelegt ist, unterschreitet mit den für diesen Brennertyp niedrigen NO_x-Werten von 60 bis 70 mg/kW und CO-Werten von weniger als 20 mg/kWh die Werte des Umweltzeichens "Blauer Engel" für Gasheizkessel deutlich.

Auch in Verbindung mit Solarenergie - entweder direkt oder in Umgebungswärme umgewandelt - läßt sich Erdgas für Heizungszwecke und zur Brauchwassererwärmung nutzen. Dies gilt insbesondere für die unter CO₂-Aspekten interessante Gaswärmepumpe (GWP), die durch einen Gasmotor angetrieben wird (G(K)WP) oder auf Absorptionsbasis (G(A)WP) aufgebaut ist. Derzeit werden neue Wärmepumpenkonzepte sowie Modifikationen der Absorptions- und Kompressions-Wärmepumpentechnik als Pilotanlagen erprobt.

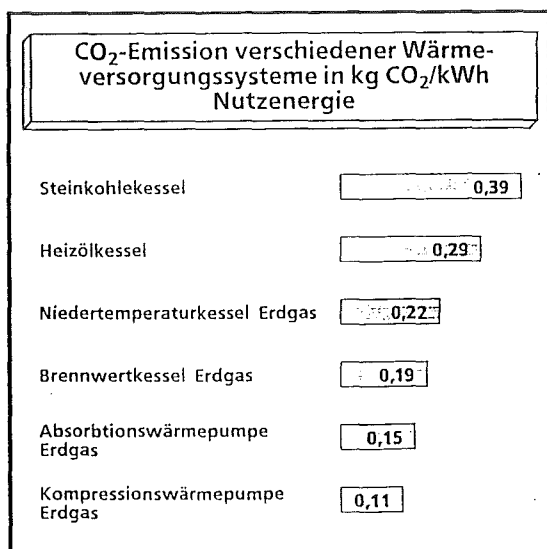


Abbildung 2 zeigt die spezifischen CO₂-Emissionen verschiedener Wärmeversorgungssysteme /1/. Durch den Einsatz moderner Niedertemperatur-(NT) und Brennwertkessel auf Erdgasbasis läßt sich - je nach substituiertem Brennstoff - eine CO₂-Minderung um bis zu 50 % erzielen, bei GWP-Einsatz sogar noch darüber. Eine weitere Möglichkeit ist die Kopplung von Gasheizungen bzw. Warmwassererzeugung und Solarkollektoren, für die es im In- und Ausland erste Ansätze gibt /2/. In Holland sind ca. 3.000 solcher Anlagen in Betrieb, bei denen im Jahresmittel 50% des Warmwassers solar und 50% über Erdgas erwärmt werden.

Abb. 2 Spezifische CO₂-Emissionen

3. Erdgasverwendung in der Industrie

Im Jahr 1991 wurden 70 % der in der Industrie der alten Bundesländer verbrauchten Energie als Prozeßwärme verwendet, weitere 20% dienen für mechanische Energie und Beleuchtung, der Rest für Raumwärme. Der Gasanteil an der in diesem Sektor verbrauchten Energie betrug 1991 in den alten Bundesländern 35 %, gefolgt von Strom (27 %), Kohle (23 %), Öl (13 %) und Fernwärme (2 %).

In der industriellen Gasanwendung lassen sich Wärme-, Trocknungs- und Entsorgungsaufgaben sowie die industrielle Dampferzeugung unterscheiden.

Wärmeaufgaben sind Bestandteil vieler industrieller Fertigungsprozesse. Hier konkurrieren oft die Strom- und Gasanwendung. Gegenüber dem Strom hat Erdgas je-

doch wesentlich niedrigere spezifische Energiekosten und - da Strom vorwiegend auf Kohlebasis hergestellt wird - bedeutend günstigere klimarelevante Emissionen.

Innerhalb der Wärmeaufgaben hat der Erdgaseinsatz in Hochtemperatur-Verfahren die größere Bedeutung. Eine wichtige technische Neuerung ist hier das keramische Mantelstrahlrohr, das die indirekte Erwärmung ermöglicht, bei der die Verbrennungsprodukte nicht mit dem anzuwärmenden Gut in Berührung kommen. Bei Ofenraumtemperaturen von bis zu 1400°C und möglichem Einsatz von Schutzgasatmosphären kann z.B. die Wärmebehandlung von warmfesten Legierungen und Glühprozessen ohne Zunderbildung vorgenommen werden. Weil über den eingebauten Rekuperatorbrenner auch eine Nutzung der Abwärme durch Verbrennungsluftvorwärmung erfolgt, können die für derartige Prozesse sehr guten thermischen Wirkungsgrade von bis zu 55% erreicht werden. Mantelstrahlrohre lassen sich darüber hinaus auch als Tauchrohre beim Schmelzen von einigen Metallen und Nichtmetallen verwenden. Die bessere Wärmeübertragung spart im Vergleich zur herkömmlichen Erwärmung Energie ein und verringert darüber hinaus die Metalloxydation. Weil darüber hinaus keine prozeßbedingten Schadstoffe ins Abgas gelangen, sind auch die Aufwendungen für Umweltschutz geringer.

Bei direkter Beheizung, wie z.B. in Schmiedeöfen, beim Brennen von Keramik und beim Schmelzen von Glas, werden zunehmend Rekuperatorbrenner eingesetzt, deren temperaturbelastete Teile aus Keramik gefertigt sind und die eine Verbrennungsluftvorwärmung bis ca. 800°C zulassen.

Für größere Brennerleistungen (> 600 kW) existieren darüber hinaus Regeneratorbrenner. Sie verfügen über einen aus Keramikugeln bestehenden nachgeschalteten Wärmespeicher. Mit zwei wechselweise im Minutentakt arbeitenden Brennern wird das heiße Abgas hier durch den gerade abgeschalteten Brenner geführt, dessen Speicher sich aufheizt. Die so erzielte Luftvorwärmung von 1100°C erlaubt hohe feuerungstechnische Wirkungsgrade. Hochgeschwindigkeitsbrenner mit einer mit einer NO_x-mindernden Zweistufenverbrennung können die bei der Luftvorwärmung zwangsläufig vermehrt entstehenden Stickoxide reduzieren. Die hohe Austrittsgeschwindigkeit der Flamme (bis 100 m/s) und der taktende Betrieb führen zu kurzen Aufheizzeiten. Eine metallische Version (ohne integrierten Rekuperator) gestattet bei hohen Ofenraumtemperaturen eine externe Luftvorwärmung auf 450°C. Die keramische Version mit eingebauten Rekuperator erlaubt sogar eine Luftvorwärmung auf 600°C.

Im Niedertemperaturbereich wird Erdgas vor allem für Trocknungsaufgaben wie z.B. bei der Herstellung von Keramik, Papier, Holzprodukten, Lack- und Kunststoffbeschichtungen, Textilien eingesetzt. Für die direkte Trocknung von Getreide und Lebensmitteln mit warmer Luft werden heute extrem NO_x-arme Brenner mit einer Leistung von bis ca. 2 MW verwendet.

Zur Beschleunigung von Produktionsprozessen wird neben der konvektiven Trocknung zunehmend die Strahlungstrocknung eingesetzt. Dabei werden Gas und Luft vorgemischt und verbrennen mit extrem geringer NO_x-Bildung an der Oberfläche von großflächigen porösen Keramikelementen. Diese erhitzen sich und strahlen im infraroten Bereich ab.

Ein Beispiel aus der Entsorgungstechnik ist das Reburning-Verfahren, das insbesondere für die NO_x -Reduzierung von Müllverbrennungsanlagen (MVA) entwickelt wurde, sich aber auch für kohle- und ölbefeuerte Kraftwerke eignet. Erdgas wird hier gezielt in die heiße Abgaszone der MVA eingedüst und verbrennt dort. Die nur Millisekunden beständigen Übergangsprodukte der Verbrennung wirken als Reduktionsmittel für die Stickoxide im Abgas, aber auch für darin enthaltene Furane und Dioxine. Bei in den USA und Dänemark betriebenen ersten kommerziellen Anlagen konnte durch 10%igen Erdgaszusatz (bezogen auf den Müllheizwert) eine NO_x -Reduktion um 50 bis 70% erzielt werden.

Bei der industriellen Dampferzeugung werden neben NO_x -armen Brennern, bei denen die Wärme konvektiv auf die Heizflächen übertragen wird, auch großflächige zylindrische Strahlungsbrenner in der Dampftrommel eingesetzt. Sie liefern günstige NO_x -Werte und führen zu einer Erhöhung des Wärmeübergangs.

4. Erdgasverwendung zur Stromerzeugung

Die Stromerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland verfügt über eine wirtschaftliche Grundlast in Form von Kraftwerken auf Stein- und Braunkohlebasis sowie auf der Basis von Kernenergie /4/. Die installierte Erdgas-Kraftwerksleistung dient vor allem zur Deckung der Spitzenlast.

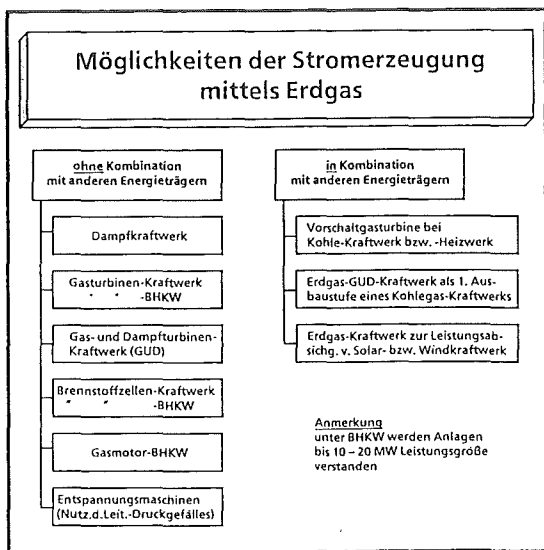


Abbildung 3 gibt einen Überblick über die technischen Möglichkeiten der Stromerzeugung aus Erdgas.

Bei bestehenden Kohlekraftwerken wird ein großes zukünftiges Einsatzgebiet für die Vorschaltgasturbinen gesehen. Allein in den alten Bundesländern sind ca. 1000 HWK und über 500 Heizwerke - vorwiegend auf Kohlebasis - in Betrieb, die damit nachgerüstet werden könnten. Vorschaltgasturbinen ermöglichen verbesserte Wirkungsgrade und eine erhebliche Leistungssteigerung.

Abb. 3 Stromerzeugung mittels Erdgas

Gasturbinen und Gasmotoren unterliegen der ständigen Weiterentwicklung. Der elektrische Wirkungsgrad von größeren Gasturbinenanlagen beträgt zur Zeit etwa 35%, der Gesamtwirkungsgrad für den KWK-Prozess liegt bei maximal 85 bis 90%. Beim Einsatz des GuD-Prozesses (Gas- und Dampfturbine), der derzeit ab ca. 50 MW elektr. Leistung wirtschaftlich eingesetzt werden kann, beträgt der Wirkungsgrad bei maximaler Wärmeauskopplung 42%; mit abnehmender Aus-

kopplung kann er auf 50% ansteigen. Ohne Wärmeauskopplung sind Wirkungsgrade bis zu 53 % möglich. Kleinere Anlagen mit z.B. 20 MW_{el} befinden sich in der Entwicklungsphase

Leistung und Wirkungsgrad eines Gasturbinen-HKW können durch Wasserdampfeindüsung in die Gasturbine erheblich gesteigert werden. Nachteilig ist der Verbrauch an aufbereitetem Kesselspeisewasser, von Vorteil sind die geringeren NO_x-Emissionen.

Mit Gasturbinen können die heute gültigen Grenzwerte für Emissionen ohne nachgeschaltete Abgasbehandlung eingehalten werden. Im Mittelpunkt der Entwicklungsanstrengungen steht die Reduzierung des NO_x-Ausstoßes, die durch Veränderungen der Brenner und Brennkammern erreicht werden kann.

In der motorenbasierten Stromerzeugung werden vorwiegend Otto-Gasmotoren verwendet, der Anteil der Diesel-Gasmotoren ist wesentlich niedriger. Der elektrische Wirkungsgrad eines auf einem Otto-Gasmotor basierenden Blockheizkraftwerks (BHKW) liegt bei 30 bis 35%, der eines Diesel-Gasmotors, bei dem ein Gemisch aus z.B. 92% Erdgas und 8% Dieselkraftstoff erforderlich ist, liegt etwa bei 40%. Der Gesamtwirkungsgrad (elektr. + therm.) beträgt für beide Motortypen ca. 85%, zum Teil werden auch 90% erreicht.

Zur Schadstoffreduktion verwendet man entweder Dreiwegekatalysatoren (bei Lambda 1-Motoren) oder fährt mit sehr hohem Luftüberschuß (Magermotortechnik). Bei Gas-Dieselmotoren ist zur NO_x-Reduktion eine recht aufwendige Abgasnachbehandlung erforderlich (SCR-Verfahren). Zur Zeit werden intelligente Motormanagementsysteme entwickelt, die sowohl die Emissionen reduzieren als auch den Energieverbrauch vermindern sollen. Die integrierten Überwachungsfunktionen gewährleisten eine höhere Motorverfügbarkeit und erhöhen die Betriebssicherheit bei Schwankungen in der Gasbeschaffenheit.

Bei BHKW's sind insbesondere auch kleine Leistungen von Interesse. Anlagen bis 50 kW sind kommerziell verfügbar (in Japan bis 15 kW). Mehrere von Fichtel u. Sachs gebaute Heizkraftanlagen (Basis: Einzylindermotor) mit 5,5 kW_{el} und 14,5 kW_{therm} befinden sich in der Felderprobung /5/.

Die deutlichen Vorteile der Erdgaskraftwerke und BHKW in Bezug auf die CO₂-Emissionen sind sowohl brennstoff- als auch wirkungsgradbedingt. Im Ergebnis emittieren z.B. Kohlekraftwerke bei gleicher Leistung mehr als die doppelte Menge CO₂ /6/.

Brennstoffzellen - eine neuere technische Entwicklung - überspringen die Zwischenstufen "Wärmeenergie" und "mechanische Energie" und wandeln die in einem wasserstoffreichen Gas chemisch gebundene Energie direkt in elektrische Energie um. Sie nutzen die gleichzeitig anfallende Wärme (KWK-Prinzip). Da Erdgas einen relativ hohen Wasserstoff- und einen geringen Kohlenstoffgehalt besitzt, eignet es sich besonders gut zur kostengünstigen Herstellung des benötigten wasserstoffreichen Einsatzgases. Hierbei handelt es sich also um eine besonders erdgasaffine Technologie, die zudem extrem schadstoffarm ist.

Für die Stromerzeugung sind Phosphorsäure (PAFC)-, Schmelzkarbonat (MCFC)- und Festoxidbrennstoffzellen (SOFC) von Interesse. Die beiden letzteren werden als Hochtemperatur-Brennstoffzellen bezeichnet, bei denen es bei größerer Anlagenleistung (z.B. ab 20 MW_{el}) wirtschaftlich vertretbar sein kann, eine nachgeschaltete Stromerzeugung auf Dampfturbinenbasis zu installieren.

Die Phosphorsäure-Brennstoffzelle, die bei ca. 200°C arbeitet, befindet sich kurz vor der Markteinführung. Ende 1993 werden weltweit ca. 100 Demonstrationsanlagen im Leistungsbereich von vorwiegend 50 bis 200 kW in Betrieb sein. In Deutschland wurden im Oktober 1992 von Ruhrgas und Thyssengas je eine in den USA gefertigte 200 kW-Zelle in Betrieb genommen. Sie haben bisher ihre Leistungsfähigkeit auch unter extremen Temperaturbedingungen unter Beweis gestellt. Die Ruhrgas-Brennstoffzelle soll nach erfolgreichem Testbetrieb bei den Stadtwerken Bochum unter praxisnahen Bedingungen eingesetzt werden.

Tab. 1 Erwarteter elektrischer Wirkungsgrad unterschiedlicher Stromerzeugungstechniken mittels Erdgas (Technologiestand: Jahr 2000 Basis: unterer Heizwert H_u)

Leistungsbereich (MW_{el})

	0,1 – 2	2 – 20	20 – 200 *
Gasturbinen	21 % – 30 % 21 % gelten für eine 0,6 MW Gasturbine	30 % – 34 % mit Dampfinjektion >, z. B. 39 % bei 6 MW	34 % – 37 % mit Dampfinjektion >, z. B. 42 % bei < 50 MW
GUD- Kraftwerk	keine Realisierung (zu hohe spez. Invest.- Kosten)	Realisierung wegen zu hoher spez. Invest.- Kosten fraglich	45 % – 56 %
Gasmotoren	31 % – 36 %	36 % – 42 % 42 % gelten für Gas- Diesel-Motoren	–
PAFC (Phosphorsäure- Brennstoffzelle)	40 % – 45 % max. Modulgröße der- zeit 0,75 MW	45 % – 47 % max. Modulgröße der- zeit 0,75 MW	–
MCFC ** / SOFC **	45 % – 54 %	45 % – 54 %	55 % – 65 % höhere Werte, da nach- geschalt. Dampfzyklus

* Über 200 MW keine Wirkungsgradzunahme

** Datenverfügbarkeit geringer, da Extrapolation von Kleinanlagen (max. 0,01 MW)

Anmerkung: Die tieferen Zahlenwerte gelten für die untere Leistungsgröße im jeweiligen Leistungsbereich; analoges gilt für die höheren Zahlenwerte

In Tabelle 1 ist der elektr. Wirkungsgrad unterschiedlicher Stromerzeugungstechniken auf Erdgasbasis aufgezeigt, wobei der für das Jahr 2000 erwartete Technologiestand unterstellt wurde.

Es ist abzulesen, daß mit Brennstoffzellen - insbesondere im Leistungsbereich der BHKW-Anlagen - deutlich höhere Wirkungsgrade als bei Gasmotor- und Gasturbinenanlagen erreicht werden können. Obwohl Brennstoffzellen-Kraftwerke aufgrund des hohen Investitionsaufwands heute noch nicht wirtschaftlich sind, ist

abzusehen, daß erdgasverwendende Brennstoffzellen-Kraftwerke - insbesondere im Leistungsbereich zwischen 0,1 und 20 MW - langfristig ihren Platz neben Gasturbinen- und Gasmotoranlagen finden werden. Bei Hochtemperatur-Brennstoffzellen (MCFC und SOFC), die bei 600 - 1000°C arbeiten, müssen allerdings noch eine Reihe von technischen Hürden genommen werden, um dieses Ziel zu erreichen.

5. Schlußbemerkung

Die Erdgasanwendungsmöglichkeiten haben heute bereits in allen Verbrauchssektoren durch intensive Forschungs- und Entwicklungsbemühungen einen sehr hohen technischen Stand erreicht. Dabei ist es gelungen, die Nutzungseffizienz dieses Energieträgers ständig zu verbessern und gleichzeitig die heute allgemein anerkannten Belange des Umweltschutzes in vorbildlicher Weise zu berücksichtigen. Daß dadurch die Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases gegenüber den anderen Energieträgern nicht nur gehalten, sondern sogar noch verbessert werden konnte, belegen die genannten Zahlen.

Die Richtung der heutigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten und die damit erzielbare weitere Verbesserung der Nutzungseffizienz unter gleichzeitiger Beachtung von Umweltschutzanforderungen wird einen wichtigen Beitrag dazu leisten, die Wirtschaftlichkeit der Versorgung mit Erdgas aus neuen, in größerer Entfernung gelegenen und mit größerem Aufwand zu erschließenden Erdgasquellen zu verbessern oder sogar erst zu ermöglichen.

6. Literaturverzeichnis:

1. Henkel, H.: Erdgas als Baustein eines Konzeptes zur Klimavorsorge, Gwf / Gas - Erdgas, Heft 12, 1991, S. 525 - 532.
2. Maatsch, G. u.a.: Brennwertgerät und Sonnenkollektor, gas, Heft 2, 1992, S. 27 - 29.
3. Jochem, E. u.a.: Rationelle Energienutzung und Strukturwandel in der deutschen Industrie, BWK, Nr. 3, 1992, S. 79 - 83.
4. Bergmann, B.: Erdgas in Europa - Plattform und Horizont, in: VGB Kraftwerkstechnik, 72. Jg., 1992, Heft 12, S. 1059 - 1064.
5. Gottschalk, R.: Entwicklung kompakter und anschlußfertiger Heiz-Kraft-Anlagen, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2, 1990, S. 25 - 29.
6. Beckervordersandforth, C./ Hoffmann, G.: Stand und Perspektiven der Techniken beim Erdgas, VDI-Bericht 984.

Veredlung der Braunkohle in der Wirbelschicht - Nutzung der Ergebnisse in der Energiewirtschaft

Peter Speich Hans Teggers
Dietrich Böcker Jürgen Engelhard

1. Historische Entwicklung

Die Veredlung von Braunkohle und die Entwicklung der Wirbelschicht-Technik sind durch die Arbeiten von Fritz Winkler eng miteinander verbunden. Bereits 1922 wurde das grundlegende Patent über das Winkler-Vergasungsverfahren, für das erste Versuche bei den IG-Farben in Ludwigshafen-Oppau durchgeführt wurden, erteilt.

Im Jahre 1926 ging dann der erste Winklergenerator in Leuna mit mitteldeutscher Braunkohle in Betrieb, dem aufgrund der guten Ergebnisse bis 1929 vier weitere Generatoren folgten. Bis 1945 wurden mindestens 17 Einheiten mit einer Gesamtkapazität von über 500 000 m³ (i.N.)/h Gas vorwiegend im damaligen Mitteldeutschland (Leuna, Böhlen, Zeitz, Magdeburg) errichtet, die überwiegend Braunkohlenschwelkoks (Grude) verarbeiteten.

Auch nach dem 2. Weltkrieg wurden Winkler-Generatoren in der DDR weiter betrieben; in der Bundesrepublik waren in den 50er und 60er Jahren bei der Union Kraftstoff AG in Wesseling, der damaligen 100 %igen Tochter der Rheinischen Braunkohlenwerke AG, zwei große Winkler-Generatoren zur Erzeugung von insgesamt 34 000 m³ (i.N.)/h Gas aus Braunkohle in Betrieb /1/.

Das in den genannten Winkler-Generatoren erzeugte Rohgas wurde größtenteils als Synthesegas für die chemische Industrie genutzt. Mit dem Vordringen des billigen Mineralöls verlor die Kohleveredlung zu Chemierohstoffen insbesondere in Westeuropa zunehmend an Interesse, während sie in manchen anderen Ländern, insbesondere der DDR, ihre zentrale Bedeutung behielt. Bereits Ende der 60er, Anfang der 70er Jahre setzte jedoch eine Renaissance der Kohleveredlung, d. h. auch der Vergasung von Kohle in der Wirbelschicht, mit dem Bau von Versuchsanlagen in Australien, USA und auch in der Bundesrepublik ein, die sich nach der ersten Ölkrise 1973 noch verstärkte. Die Neu- bzw. Weiterentwicklungen zielten vor allem darauf, die Wirtschaftlichkeit der Verfahren durch Umsatzsteigerungen bei erhöhtem Druck und gleichzeitig die Umweltbedingungen zu verbessern.

Hier sind vor allem die in USA vom Bureau of Mines (heute DOE) entwickelten mehrstufigen Verfahren, "Synthane" und "Hydrane" sowie das Hygas- und das U-Gas-Verfahren des Institute of Gas Technology in Chicago und das KRW-Verfahren (Kellogg-Rust-Westinghouse) zu nennen. Keine dieser Verfahrensentwicklungen mit Technikumsanlagen, die bei Drücken bis 100 bar betrieben wurden, hat bis jetzt eine Anwendung in kommerziellen Großanlagen gefunden. Parallel dazu wurden bei Rheinbraun die hydrierende Vergasung von Braunkohle zur Erzeugung von Erdgasaustauschgas (SNG) und das Hochtemperatur-Winkler (HTW)-Verfahren, ein unter Druck betriebenes und weiterentwickeltes Winkler-Verfahren, erprobt.

Die Entwicklung der hydrierenden Vergasung war wie die bei der damaligen Bergbau-Forschung (heute DMT) in Essen erprobte Wasserdampf-Vergasung eingebunden in das vom Bundesministerium für Forschung und Technologie geförderte Projekt "Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme " (PNP), an dem außerdem die Kernforschungsanlage Jülich (KFA), die KWU-Tochter GHT und die BBC-Tochter HRB beteiligt waren /2/. Das für die hydrierende Vergasung erforderliche und gemeinsam mit der KFA entwickelte Gasspaltofen-System wurde im Projekt "Nukleare Fernenergie" auch auf seine Eignung zum Einsatz in einem Fernwärme-Transportsystem hin erprobt.

Das Prinzip beider Vergasungs-Verfahrensentwicklungen war die Einbindung von nuklearer Prozeßwärme aus dem von Prof. Schulten, KFA (jetzt Forschungszentrum Jülich GmbH) entwickelten Hochtemperatur-Kernreaktor nach dem Kugelhaufen-Prinzip. Leider hat diese Entwicklungslinie bisher nicht zu einer großtechnischen wirtschaftlichen Nutzung geführt, obwohl eine Pilotanlage der hydrierenden Kohlevergasung von Rheinbraun auf dem Gelände der Union Kraftstoff AG in Wesseling positive Versuchsergebnisse erbracht hatte /3/.

Erfolgreicher in der praktischen Umsetzung verlief die Entwicklung des HTW-Verfahrens. Nach Betrieb einer Pilotanlage mit einem Trockenbraunkohledurchsatz von rd. 1 t/h auf dem Gelände des Braunkohleveredlungsbetriebes Frechen hat Rheinbraun in der ersten Hälfte der 80er Jahre eine Demonstrationsanlage (Abb. 1) zur Erzeugung von 37 000 m³ (i.N.)/h Synthesegas zur Erzeugung von Methanol errichtet /4/. Diese Anlage läuft seit 1986 technisch sehr erfolgreich. In den letzten vier Jahren wurde eine durchschnittliche Verfügbarkeit von rd. 80 % erreicht. Bis Ende 1992 wurden insgesamt rd. 2 Mio. t Braunkohle eingesetzt und mehr als 500 000 t Methanol erzeugt. Der Verfall der Weltenergiepreise seit 1985 hat jedoch dazu geführt, daß der Betrieb der Anlage bis heute nicht wirtschaftlich ist.



Abb. 1 HTW-Demonstrationsanlage zur Synthesegaserzeugung in Berrenrath

Die Entwicklung des Hochtemperatur-Winkler-Verfahrens, die inzwischen mehr als 500 Mio. DM gekostet hat, davon ein erheblicher Anteil aus öffentlichen Mitteln des Landes Nordrhein-Westfalen, des Bundes und der Europäischen Gemeinschaft, ist unternehmensstrategisch vor allem mit der breiten Anwendbarkeit des Verfahrens und der Einsatzstoffpalette zu erklären. Die Erzeugung von Reduktionsgas für die Eisenerzreduktion, Wasserstoff oder Synthesegas als chemische Rohstoffe, Brenngas oder SNG für den Wärmemarkt sind möglich. Der Energie- bzw. Dampfbedarf kann aus fossilen oder nuklearen Kraftwerken gedeckt werden.

Die Einsatzstoffpalette reicht von Holz, Biomasse, Torf und Braunkohle bis hin zu reaktiven Steinkohlen.

Der Schwerpunkt der Nutzung des HTW-Verfahrens wird künftig im Kraftwerksbereich liegen. Ein Kombikraftwerk mit integriertem HTW-Vergaser für eine Leistung von mehr als 300 MW_{el} wird zur Zeit für den RWE-Standort Goldenbergwerk in Hürth-Knapsack geplant; über das Projekt wird an anderer Stelle dieses Buches berichtet. Durch die Vorschaltung des Vergasungsschrittes wird auch für die Kohle die Möglichkeit eröffnet, die Stromerzeugung in einem gekoppelten Gas- und Dampfturbinenprozeß durchzuführen und damit den Stromerzeugungswirkungsgrad wesentlich zu verbessern, verbunden mit einer beträchtlichen Verringerung der CO₂-Emissionen /5/. Mit der Nutzung des HTW-Verfahrens in der Kraftwerkstechnik bleibt auch die Option für eine spätere Nutzung in der Kohleveredlung aufrecht erhalten.

Die erfolgreiche Vergasung der Braunkohle in der Wirbelschicht legte es nahe, dieses Verfahrensprinzip auch in anderen Bereichen einzusetzen. In den 80er Jahren wurde die Verbrennung von Braunkohle in der Wirbelschicht für die Dampferzeugung erprobt und großtechnisch verwirklicht. Dabei hat sich die zirkulierende atmosphärische Wirbelschichtverbrennung durchgesetzt. Die Wirbelschichtverbrennung hat aufgrund ihrer relativ niedrigen Temperaturen im Vergleich zur Staubfeuerung deutlich günstigere Emissionswerte bezüglich NO_x und bei Vorhandensein eines kalkhaltigen Absorbens auch bezüglich SO₂.

Bei jungen Braunkohlen, wie denen des rheinischen Reviers, ist dieser Kalk bereits im Brennstoff, als Calciumhumat chemisch gebunden, vorhanden. Im Bereich von Kesselleistungen bis zu rd. 500 t Dampf/h zur reinen Dampferzeugung oder auch zur gekoppelten Strom- und Wärmeproduktion bietet sich daher die Wirbelschichtverbrennung von Braunkohle als umweltfreundliche und wirtschaftliche Technologie an. Nach der Inbetriebnahme eines ersten Kessels mit einer Leistung von 175 t Dampf/h im Kohleveredlungsbetrieb Frechen (Abb. 2) konnten bis heute 8 Braunkohle-Wirbelschichtkessel mit einer Gesamtleistung von 1 450 t Dampf/h in Betrieb genommen werden /6/.



Abb. 2 Zirkulierende Wirbelschichtkessel im Kohleveredelungsbetrieb Frechen-Wachtberg

Hingewiesen sei - last but not least - auf die Nutzung der Wirbelschicht-Technik für die Trocknung von Braunkohle, ein Prozeßschritt, der für die Nutzung dieses Energieträgers wegen des hohen Wassergehaltes von über 50 % von großer Bedeutung ist. Untersuchungen in der ehemaligen DDR wurden von Rheinbraun aufgegriffen und zum WTA-Verfahren, einer Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwärmerückgewinnung, weiterentwickelt. Eine Demonstrationsanlage (Abb. 3) mit einer Kapazität von rd. 20 t/h Trockenbraunkohle ist im Kohleveredlungsbetrieb Frechen-Wachtberg 1992 in Betrieb genommen worden /7/. Diese neue Technik soll bereits in der o. g. Kombikraftwerks-Demonstrationsanlage eingesetzt werden.

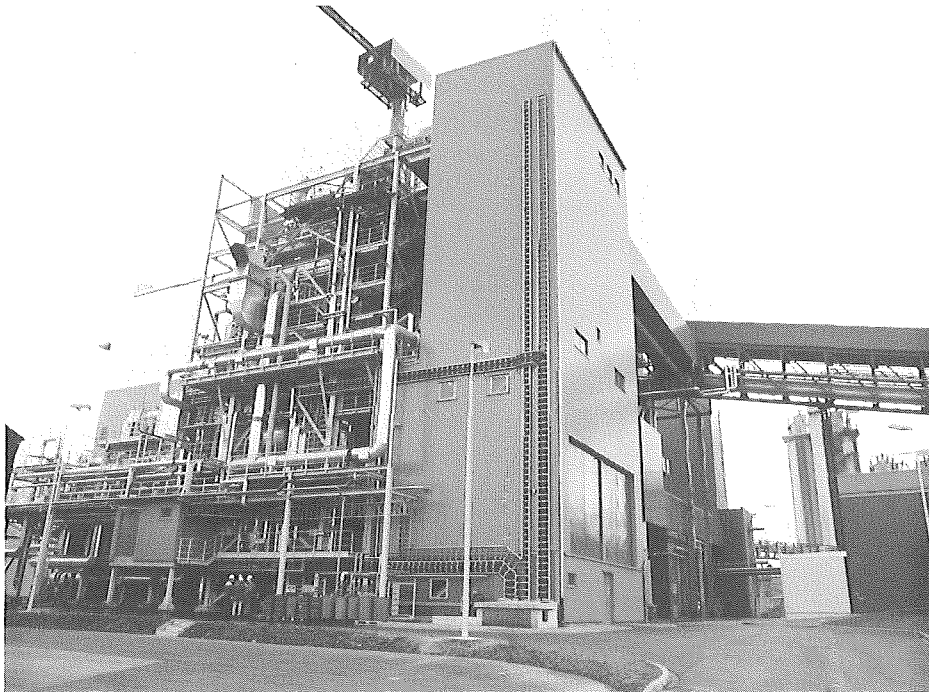


Abb. 3 Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwärmerückgewinnung (WTA-Verfahren)

2. Verfahrenstechnische Eigenschaften von Wirbelschichten

Der geschilderte erfolgreiche Einsatz der Wirbelschichttechnik in verschiedenen Verfahren der Braunkohleveredlung hat vor allem verfahrenstechnische Gründe. Zur Erläuterung seien zunächst die unterschiedlichen Typen von Wirbelschichten und Beispiele für deren Nutzung für die Braunkohleveredlung dargestellt.

Je nach dem Fluidisationszustand der Wirbelschicht unterscheidet man entsprechend steigender Leerrohrgeschwindigkeit des fluidisierenden Gases im Wirbelschichtreaktor drei Wirbelschichttypen:

- eine stationäre Wirbelschicht mit definierter Oberfläche, mäßiger Bettbewegung und geringem Feststoffaustrag,

- eine expandierte Wirbelschicht mit starker Feststoffbewegung und hohem Feststoffaustrag,
- eine zirkulierende Wirbelschicht mit starker Feststoffbewegung, vollständigem Feststoffaustrag und Rückführung des ausgetragenen Feststoffs.

Die Übergänge zwischen diesen drei Wirbelschichttypen sowie zu den Grenzfällen "Festbett" und "pneumatische Förderung" sind fließend. Je nach dem Einsatzgut, dem Verfahrensziel und der angestrebten spezifischen Durchsatzleistung des Reaktors können unterschiedliche Wirbelschichttypen von Vorteil sein oder sich einstellen. So ist z. B. bei dem oben erwähnten Prozeß an der Wirbelschichttrocknung ein Bett mit geringem Feststoffaustrag und einer mäßigen Leerrohrgeschwindigkeit von Vorteil, da unter diesen Bedingungen der Wärmeübergang zwischen den im Bett befindlichen Wärmetauscherrohren und der Wirbelschicht die günstigsten Werte erreicht.

Bei der Vergasung und Verbrennung in der Wirbelschicht ergibt sich hingegen infolge der erforderlichen Vergasungsmittelmengen im Verhältnis zu einem erwünschten möglichst hohen Kohledurchsatz eher eine expandierte Wirbelschicht. Der dabei auftretende hohe Staubaustrag begrenzte in den ersten Winklergeneratoren den Kohlenstoffumsatz. Deshalb ging man in den 50er Jahren daran, mit Hilfe heißgehender Zyklone einen größeren Teil des ausgetragenen, noch kohlenstoffhaltigen Staubes abzuscheiden und in den Vergaser zurückzuführen.

Dieses Prinzip wurde auch bei dem von Rheinbraun aus dem Winklergenerator entwickelten HTW-Verfahren beibehalten. Zwar ging hier zunächst der Austrag von Staub durch den Betrieb unter Druck zurück, da sich bei gleichem spezifischen Durchsatz geringere Gasgeschwindigkeiten ergeben und außerdem Wirbelschichten unter höheren Drücken ein homogeneres Fließverhalten mit geringem Feststoffaustrag besitzen. In dem Maße wie der spezifische Durchsatz von Trockenbraunkohle und dementsprechendem Vergasungsmittel stufenweise gegenüber dem drucklosen Winklergenerator bis auf das zehnfache gesteigert werden konnte, erwies sich die Rückführung des ausgetragenen Staubes jedoch als unerlässlich.

Hiermit wird auch deutlich, daß in einem Reaktor vorgegebener Abmessungen ein enger Zusammenhang zwischen Reaktivität der eingesetzten Kohle und dem Fluidisationszustand besteht. Dies wird besonders deutlich bei den sog. Wirbelschichtkesseln, in denen die Kohle bei Luftüberschuß verbrannt wird. Hier ist die Leerrohrgeschwindigkeit so hoch, daß die Bedingungen für eine zirkulierende Wirbelschicht mit vollständigem Feststoffaustrag und Rückführung des ausgetragenen Feststoffes vorliegen. Da die Kohle so schnell reagiert, daß sich keine Wirbelschicht ausbilden könnte, muß man sie durch Zufuhr eines Trägermaterials,

z. B. feinkörnigen Sand, aufbauen, sofern die Kohle nicht selbst genügend Asche mitbringt.

Die Wirbelschicht-Technik hat Vorteile, aber natürlich auch Nachteile, wie nachstehend anhand von Beispielen, insbesondere bei der Vergasung von Braunkohle, erläutert wird. Zunächst seien aber einige wichtige prinzipielle Eigenschaften von Wirbelschicht-Verfahren gegenübergestellt:

Vorteile:

- Ein ausgezeichneter Wärmeaustausch zwischen Gasphase und Feststoffteilchen, zwischen Feststoffteilchen und Wärmeaustauschflächen sowie eine gute Feststoffvermischung und eine hohe Wärmekapazität sorgen für eine hohe Temperaturkonstanz in der Wirbelschicht,
- der Druckverlust der Wirbelschicht ist weitgehend unabhängig vom Gasdurchsatz,
- ein relativ breites Kornspektrum ist einsetzbar,

Nachteile:

- hohe Gasdurchsätze oder geringe Korngrößen führen zu hohem Feststoffauftrag,
- das Sinter- bzw. Erweichungsverhalten des eingesetzten Feststoffs begrenzen die Reaktionstemperatur,
- Ergebnisse aus Versuchs-Wirbelschichtreaktoren sind schwierig auf größere Reaktoren zu übertragen.

Die Vorteile des guten Wärme- und Stoffaustausches werden sowohl bei der von Rheinbraun zum WTA-Verfahren weiterentwickelten Wirbelschicht-Trocknung, dem zum HTW-Verfahren weiterentwickelten Winkler-Vergasungsverfahren als auch der Wirbelschicht-Verbrennung in sog. ZWS(zirkulierende Wirbelschicht)-Kesseln genutzt. Durch die Möglichkeit, über das ganze Bett weitgehend konstante Temperaturen einzuhalten, können bei der Vergasung und der Verbrennung Temperaturspitzen vermieden werden, die zur Sinterung und Agglomeration von Aschepartikeln und damit zu größeren Betriebsstörungen führen würden. Dies wird auch daran deutlich, daß die bei der Entwicklung des HTW-Verfahrens anfänglich beobachteten Störungen durch Agglomeratbildung immer von den Vergasungsmitteldüsen ausgingen, da dort beim Eintritt des Sauerstoffs in die Wirbelschicht Übertemperaturen zunächst nicht sicher vermieden wurden. Seitdem jedoch durch eine spezielle Düsenkonstruktion die Bildung von Ascheansät-

zen am Düsenmund verhindert wird, treten keine Betriebsstörungen durch Ascheagglomerate mehr auf. Es bilden sich lediglich kleine Agglomerate von wenigen Millimetern Durchmesser, die am Boden des Vergasers ausgetragen werden. Die relativ niedrige Wirbelschichttemperatur von 800 - 900 °C hat bei der Sauerstoffvergasung, wie sie bei der Nutzung des Gases als Chemierohstoff erforderlich ist, den Vorteil, daß der Einsatz teuren Sauerstoffs zur Feststoffheizung so gering wie möglich gehalten werden kann.

Bei den ZWS-Kesseln ermöglicht die kontrollierbar niedrige Temperatur niedrige NO_x -Werte im Rauchgas und eine hohe Einbindung des aus dem Schwefel der Kohle gebildeten SO_2 an inhärente (Ca-Humat)- oder zugesetzte Calcium-Verbindungen; bei Einsatz rheinischer Braunkohle wird üblicherweise eine Einbindung von mehr als 90 % ohne Additivzugabe erreicht.

Die Konstanz des vom Gasdurchfluß unabhängigen Druckverlustes der Wirbelschicht erlaubt einerseits eine gute Kontrolle des gesamten Wirbelschichtinhaltes und ist damit für die betriebliche Regelung von Vorteil. Andererseits ist die Messung des Druckverlustes über definierte Höhenabschnitte der Wirbelschicht ein gutes Maß für den darin befindlichen Bettinhalt und damit für die Wirbelschichtdichte.

Bei Wirbelschichtprozessen ist ein breites Kornspektrum einsetzbar, da sowohl gröbere Partikel von der Wirbelschicht mitgetragen werden als auch feinere Partikel durch die interne Rezirkulation im Bett festgehalten werden. Dadurch werden hohe Aufbereitungskosten für die Einsatzkohle, wie z. B. für die Brikettierung bei Festbett-Vergasern oder für die Feinmahlung bei Flugstromvergasern, vermieden. Natürlich hat der Bereich des eingesetzten Kornspektrums Grenzen, die nicht überschritten werden sollten. Das eingesetzte Spektrum muß berücksichtigen, daß während des Umwandlungsprozesses in gewissem Maße Kornagglomeration als auch eine erhebliche Kornzerkleinerung durch Abrieb und die Vergasung bzw. Verbrennung selbst auftreten; es müssen geeignete Maßnahmen ergriffen werden, um trotzdem einen einwandfreien Wirbelschichtzustand aufrecht zu erhalten.

Über den Austrag von Staub und seine Abscheidung in Zyklonen und Rückführung des abgeschiedenen Staubes ins Bett wurde bereits oben berichtet. Trotz der hohen Reaktivität der Braunkohle ist der spezifische Kohlenstoffumsatz bei der Vergasung, anders als bei der Verbrennung, auch bei Einsatz von Zyklon und Rückführung durch den Staubaustrag begrenzt, und zwar insbesondere dann, wenn infolge hoher Feinstaubbildung bei der Aufbereitung (zu hoher Abrieb bei Mahlung, Trocknung, Umschlag und Transport) ein sehr hoher Feinanteil bereits in der dem Vergaser zugeführten Kohle vorhanden ist. In der erwähnten HTW-Demonstrationsanlage wird im Normalbetrieb ein C-Umsatz von 95 % erreicht.

So wie ein zu hoher Feinanteil sich nicht im Bett halten kann und ausgetragen wird, so wird bei einem zu hohen Grobanteil eine Segregation beobachtet. Letzteres muß jedoch kein Nachteil sein, wenn es sich um schwere, ohnehin nicht vergasbare Teilchen anorganischer Natur, z. B. Sand oder agglomerierte Aschepartikel handelt. Diese Segregation wurde beim HTW-Verfahren durch eine gestufte Zugabe von Vergasungs- bzw. Fluidisationsmitteln und ein damit gestuftes Geschwindigkeitsprofil im Vergaser bewußt unterstützt. Auf diese Weise gelang es, unter bestimmten Bedingungen den C-Verlust im Bodenabzug des Vergasers erheblich zu verringern. Das Bodenprodukt enthielt dann über 90 Gew.-% nicht mehr vergasbares Material.

Ähnliche Effekte wurden bei den angesprochenen Verfahren aus USA, dem U-Gas-Verfahren der IGT und dem KRW-Verfahren erreicht. Hier sollte vor allem die Asche der verarbeiteten Kohle gezielt gesintert und durch Segregation aus dem Vergaser entfernt werden. Dies zeigt, daß selbst das Sinter- bzw. Erweichungsverhalten des in Wirbelschichtreaktoren verarbeiteten Materials nicht unbedingt zu unlösbaren Problemen führen muß. Auch beim HTW-Verfahren gelang es, stark salzhaltige Braunkohle zu vergasen und am Boden des Vergasers Agglomerate abzuziehen, ohne daß im Vergaser größere Betriebsstörungen auftraten.

Nach wie vor ist eine vollständige theoretische Durchdringung der Abläufe in Wirbelschichtreaktoren und damit eine Vorausberechnung von großtechnischen Reaktoren auf Basis von Pilotversuchen sehr schwierig. Man ist deshalb darauf angewiesen, den mühsamen und kostspieligen Weg von der Technikumsanlage über Pilot- und Demonstrationsanlagen zu gehen, um das Risiko der Entwicklungsschritte in vertretbaren Grenzen zu halten. Erfreulicherweise werden diese Probleme jedoch durch die hohe Reaktivität der Braunkohle gemildert.

3. Zusammenfassung

Zusammenfassend sei gesagt, daß die Wirbelschicht-Technik für die Veredlung von Braunkohle besonders gut geeignet ist. Mit ihrer Hilfe kann Braunkohle in anwendungskomfortable und umweltfreundliche Produkte umgewandelt werden. Der Nachweis der positiven Gesamteigenschaften in den bisher betriebenen Anlagen für die verschiedensten Anwendungszwecke führten zu der bereits erwähnten Entscheidung von RWE Energie und Rheinbraun, den Planungen für die Kombikraftwerks-Demonstrationsanlage mit rheinischer Braunkohle das HTW-Vergasungsverfahren und das WTA-Trocknungsverfahren zugrunde zu legen. Aber auch im Ausland sind die auf den Entwicklungen in Deutschland basierenden Wirbelschichtverfahren zum Einsatz gekommen. Besonders zu erwähnen sind eine HTW-Anlage zur Torf-Vergasung in Finnland, die von der Firma Uhde errichtet wurde, und eine Braunkohletrocknungsanlage in Australien, die von der Firma Lurgi errichtet wurde.

4. Literatur

1. Flesch, W.; Velling, G., Die Vergasung von Kohle im Winkler-Generator, Erdöl und Kohle, Erdgas, Petrochemie 15 (1962)
2. Speich, P; Teggers, H., Vergasung von Braunkohle; Wärme aus Hochtemperatur-Kernreaktoren weist neue Wege, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 23. Jg. (1973), Heft 5
3. Schrader, L.; Teggers, H.; Theis, K.A., Hydrierende Vergasung von Kohle, Chemie Ing. Technik 52 (1980), Nr. 10
4. Engelhard, J.; Theis, K.A., Inbetriebnahme der HTW-Demonstrationsanlage, Erdöl, Erdgas, Kohle 103. Jg. (1987/), Heft 3
5. Engelhard, J.; Kallmeyer, D., KoBra-Kombikraftwerk mit integrierter HTW-Braunkohlevergasung, Brennstoff Wärme Kraft Bd. 44 (1992), Nr. 9
6. Schwirten, D, Auslegung der beiden Dampferzeuger mit zirkulierender Wirbelschicht im Rheinbraun-Grubenkraftwerk Wachtberg und erste Betriebserfahrungen, Braunkohle, Bd. 41 (1989), Heft 12
7. Böcker, D.; Klöcker, H.J.; Klutz, H.J., Das WTA-Verfahren zur Braunkohletrocknung für Kombi-Kraftwerke, Brennstoff Wärme Kraft Bd. 41 (1989), Nr. 5

Fortschritte in der Gasturbinentechnik

Günther Dibelius

Die Menschheit wird sich zunehmend der Gefahren wachsender Bevölkerungsdichte, des damit steigenden Bedarfs aller Güter, der deswegen notwendigen Kapazitätserweiterung der Anlagen zu ihrer Herstellung und des mit steigender Produktion auch wachsenden Ausstoßes der die Umwelt belastenden Nebenprodukte bewußt. Das führt zu einer Verschiebung der Akzente in der Bewertung auch von Kraftwerkssystemen: Neben die nach wie vor sehr wichtige Gesamtwirtschaftlichkeit eines Systems sind daher noch weitere Gesichtspunkte wie Umweltbelastung und Ressourcenschonung getreten. Alle drei Gesichtspunkte fordern höchstmögliche Wirkungsgrade; denn ein besserer Wirkungsgrad ermöglicht, die gleiche Nutzenergie aus weniger Primärenergie zu erzeugen und dadurch nicht nur die Betriebskosten zu mindern, sondern auch die Umwelt entsprechend weniger zu belasten, so weit der Ausstoß schädlicher Stoffe wie beim Kohlendioxid fest an die verarbeitete Primärenergie geknüpft ist.

1. Wirkungsgrad der Kraftprozesse

Jeder thermische Kraftprozeß zur Umwandlung thermischer in mechanische Energie ist begrenzt durch eine obere und eine untere Temperatur des in ihm arbeitenden Fluides. Dazu bedarf es einer Wärmequelle bei hoher und einer Wärmesenke bei tiefer Temperatur. Während letztere durch die Umgebung (Luft und Wasser) gegeben ist, steigt das thermodynamische Potential des Prozesses und die daraus resultierende Leistung mit der oberen Prozeßtemperatur. Dies ist

eine fast schon zweihundert Jahre alte Erkenntnis (S. Carnot, 1796 -1832). Für den von Carnot erdachten, idealisierten Prozeß zwischen diesen beiden Temperaturen ergibt sich die obere Grenze des Wirkungsgrades für alle Umwandlungs-Prozesse von thermischer in mechanische Energie, die nicht überschritten werden kann (Abb. 1).

Die praktisch verwirklichten Prozesse liegen auch heute noch weit unter dieser Grenze. Das liegt hauptsächlich daran, daß sich die von ihm angenommene isotherme Wärmezufuhr bei der höchsten Temperatur und

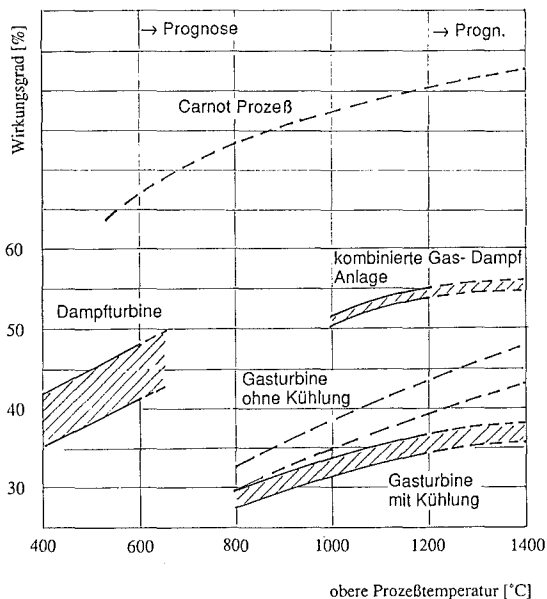


Abb. 1 Anlagen im Vergleich zu Prozeßwirkungsgraden

der isotherme Wärmeentzug bei der tiefsten Temperatur mit einfachen Maschinen und Apparaten nicht durchführen lassen. Deshalb werden sie durch isobare Teilprozesse ersetzt, wobei Wärme schon bei viel zu niedriger Temperatur zu- und und bei viel zu hoher Temperatur abgeführt werden muß (**Abb. 2**). Außerdem kommt es natürlich nicht allein auf das Temperaturpotential, sondern auch auf die Güte der im Prozeß arbeitenden Maschinen und Apparate an, die im Laufe der Zeit immer weiter verbessert wurden. Doch gilt auch für die ausgeführten Anlagen, daß höhere obere Prozeßtemperaturen bessere Wirkungsgrade ergeben. Das Problem besteht jedoch darin, sie mit technischen Mitteln zu beherrschen.

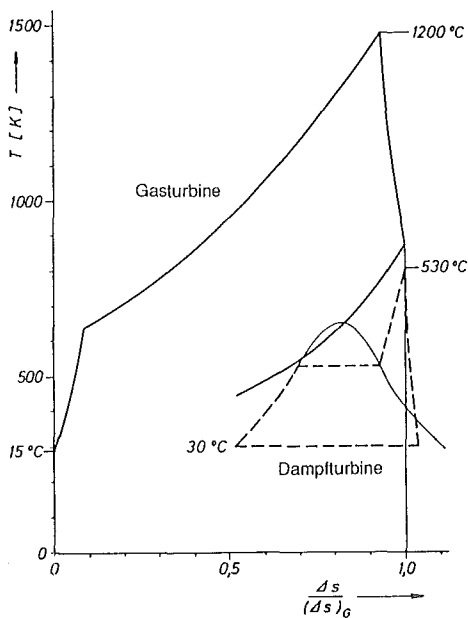
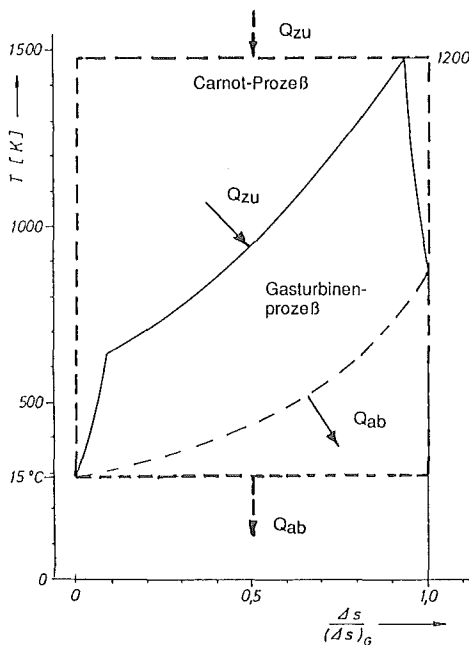


Abb. 2 Vergleich Gasturbinen- mit Carnotprozeß Abb. 4 Kombiniertes Gas- Dampfprozeß

In diesem Zusammenhang ist ausschlaggebend, ob dem Kraftprozeß die Wärme von einer äußeren oder von einer im Arbeitsgas selbst stattfindenden Verbrennung zugeführt wird. Im ersten Fall sind Verbrennungs- und Kraftprozeß durch eine Wand getrennt, durch welche die Wärme übertragen werden muß. Diese Trennwand muß also notwendigerweise eine Temperatur zwischen Wärme abgebendem und Wärme aufnehmendem Fluid annehmen und bei dieser Temperatur die anliegenden mechanischen Beanspruchungen ertragen können (**Abb. 3a**). Im Dampfprozeß sind deshalb hauptsächlich die Überhitzerrohre die temperaturbegrenzenden Bauteile. Im zweiten Fall wird die Wärme innerhalb des Arbeitsfluides freigesetzt: Es sind wesentlich höhere Temperaturen zu erreichen, weil sich die einschließenden Wände oder umspülten Schaufeln durch Kühlung und möglicherweise auch durch Isolation auf einer niedrigeren Temperatur halten lassen, bei der die angesprochenen Bauteile den an sie gestellten Anforderungen gerecht werden können (**Abb. 3b**). Das gibt der Gasturbine - wie auch dem Verbrennungs-

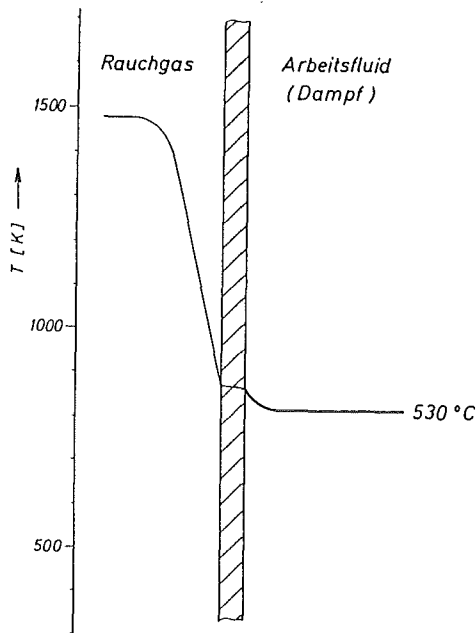


Abb. 3a Temperaturverteilung bei äußerem Verbrennungsprozeß

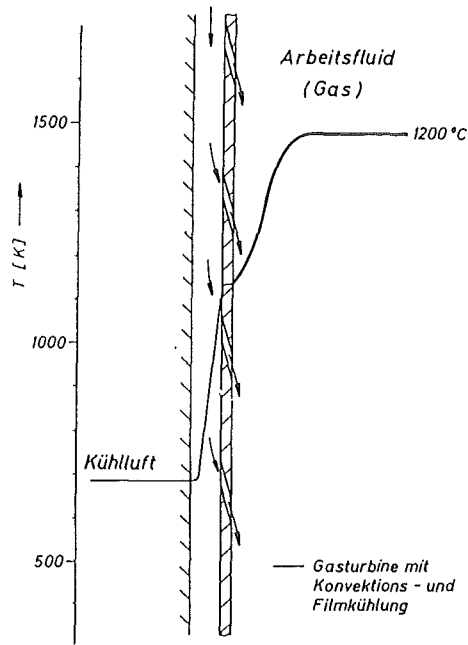


Abb. 3b Temperaturverteilung bei innerem Verbrennungsprozeß

motor - das im Vergleich zur Dampfturbine höhere Hochtemperaturpotential.*)

Das Prinzip der inneren Verbrennung macht es notwendig, das an Verbrennungsprodukten angereicherte und an Sauerstoff verarmte Gas in die Atmosphäre zu entlassen. Dadurch ist der Druck am Turbinenausstritt vorgegeben. Die dortige Temperatur hängt im wesentlichen von der Eintrittstemperatur und dem Druckverhältnis zwischen Ein- und Austritt ab. Dieses läßt sich aber nicht frei wählen, weil davon sowohl die vom Verdichter aufgenommene und von der Turbine abgegebene Leistung, wie auch die mit dem Brennstoff zuzuführende Energie abhängen. Es sind nach der Nutzleistung optimierte Auslegungen mit einem kleineren Druckverhältnis, solche mit optimalen Wirkungsgrad bei einem größeren Druckverhältnis oder irgendwelche dazwischen möglich. Jedenfalls sind aber die dadurch bedingten Temperaturen so hoch (450-600°C), daß in der

*) In Zusammenarbeit mit Prof. R. Schulten sind in den 70-er Jahren im Programm "Heliumturbine für große Leistung" konstruktionsreife Unterlagen für diese im direkten Heliumkreislauf von einem Hochtemperatur-Reaktor arbeitende Gasturbine erstellt worden. In diesem Fall wird im Reaktor die Wärme von den in Graphitkugeln eingebetteten Brennstoffpartikeln, also durch eine Wand an das Heißgas übertragen. Da die Brennelemente aber vom Gas unter Druck umspült werden, brauchen sie keine Druckdifferenzen aufzunehmen. Die Gastemperatur wird in diesem Fall durch das mit steigender Temperatur abnehmende Rückhaltevermögen der Spaltgase begrenzt.

Gasturbine einfacher Bauart selbst das thermische Potential nicht genügend ausgenutzt werden kann; ihr Wirkungsgrad bleibt deshalb unter dem anderer Prozesse zurück (**Abb. 1**). Es gibt zwar auch die Möglichkeit, die Wärme im Abgas regenerativ an die verdichtete Luft zu übertragen; jedoch hat sich dieser Prozeß in der Praxis aus verschiedenen, hier nicht erörterten Gründen nicht durchgesetzt.

2. Kombinierte Gas-Dampfprozeß

Dagegen bietet die Übertragung der Wärme im Abgas des Gasturbinen-Prozesses an einen Dampfturbinen-Prozeß in einem ungefeuerten oder auch nachgefeuerten Abhitzekeß eine ideale Möglichkeit, das gute Niedertemperaturpotential des Dampfprozesses auszunutzen (**Abb. 4**). Solche Anlagen erreichen schon heute mit 54% bei Gasfeuerung den höchsten Wirkungsgrad aller thermischer Kraftwerksanlagen (**Abb. 1**) und haben ungefähr die 1 1/2-fache Blockleistung gegenüber einfachen Gasturbinenanlagen. Das bedeutet ungefähr eine 35%-ige Energieeinsparung und Schadstoffentlastung gegenüber konventionellen Kraftwerken. Anders ausgedrückt, durch eine Umrüstung von konventionellen auf im kombinierten Prozeß arbeitende Anlagen ließen sich zusätzliche 35% an Anlagenleistung gewinnen, ohne daß dadurch der Schadstoffausstoß vergrößert würde. Diese Kombination hat zu einer neuen Ära in der Kraftwerkstechnik geführt. Die Weiterentwicklung dieser Anlagen zu noch höheren Wirkungsgraden hängt im wesentlichen von weiteren Steigerungen der Heißgastemperatur in der Gasturbine ab. Kombinierte Anlagen bieten auch die Möglichkeit, in der üblichen Weise aus Anzapfungen der Dampfturbine Wärme zur weiteren Verwendung zu entnehmen und damit die Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung zu nutzen. Deshalb geht der größere Teil der heute hergestellten Gasturbinen in kombinierte Anlagen oder solche, die später dazu ausgebaut werden sollen.

3. "Segen und Fluch" hoher Heißgastemperaturen

Die Steigerung der Heißgastemperatur ist im Prinzip das einfachste Mittel, um Leistung und Wirkungsgrad der Gasturbine zu erhöhen. Aus diesem Grund ist in den letzten 40 Jahren diese Temperatur schrittweise um mehr als 500 K angehoben worden ("uprating"). Der Wirkungsgrad ließ sich dadurch um ungefähr 14%-Punkte und die spezifische Arbeit auf das 4-fache steigern. Jedoch war das nicht einfach zu erreichen und wird in Zukunft in steigendem Maß einen großen technischen Entwicklungsaufwand erfordern. Im folgenden wird skizziert, welche Probleme bei dieser Entwicklung zu überwinden sind.

Vor allem ist die abnehmende Festigkeit der für die mechanisch hochbeanspruchten Schaufeln einsetzbaren Werkstoffe mit steigender Temperatur eine begrenzendes Randbedingung. Die schon seit Jahrzehnten laufenden Versuche neue warmfeste Werkstoffe auf nichtmetallischer Basis zu entwickeln, haben noch nicht zu in Gasturbinen einsetzbaren Werkstoffen geführt. Zwar konnten auch die Festigkeitseigenschaften metallischer Werkstoffe im hohen Temperaturbereich verbessert werden. Jedoch bleiben die Temperaturen, denen die vom Heißgas bespülten Bauteile ausgesetzt werden dürfen, um mehrere hundert Kelvin unter den Heißgas-Temperaturen zurück, was nur mit einer ausgereiften Technik des Kühlens und gegebenenfalls auch des thermischen Isolierens möglich ist.

Hohe Heißgastemperaturen setzen auch hohe Reaktionstemperaturen bei der Verbrennung voraus. Dadurch wird aber auch die Bildung der schädlichen Stickstoffoxide gefördert, die nur durch eine sehr gleichmäßige Temperaturverteilung ohne hohe Spitzentemperaturen und kurze Verweilzeiten bei hoher Temperatur in den zulässigen Grenzen gehalten werden kann.

Hauptsächlich den hier genannten Problemen und der Verbesserung der Maschinentechnik sind die Entwicklungsarbeiten gewidmet. Deshalb soll darauf näher eingegangen werden.

4. Werkstofftechnik

Zwar erreichen Keramiken bis in den Bereich von 1200 bis 1300°C noch eine ausreichende Festigkeit; jedoch lassen sie sich wegen ihrer Sprödigkeit und wegen ihres thermischen Verhaltens schlecht mit metallischen Bauteilen kombinieren. Außerdem ist es mit den bisher üblichen Methoden der Fertigung schwierig, reproduzierbare Eigenschaften der Bauteile zu erzielen. Deswegen werden sie in großen Gasturbinen (noch) nicht eingesetzt.

Dementsprechend wird versucht, die Eigenschaften der sog. Superlegierungen auf Nickelbasis mit hohem Chrom- oder Kobaltanteil durch weitere Legierungsbestandteile, ihre Verarbeitung und Wärmebehandlung laufend zu verbessern (Abb. 5). Insbesondere zielt die Entwicklung darauf ab, den Bauteilen anisotrope und in der hauptsächlichen Beanspruchungsrichtung besonders günstige Eigenschaften zu verleihen. Das ist durch eine gerichtete Erstarrung oder durch "Züchten" von Einkristallen möglich.

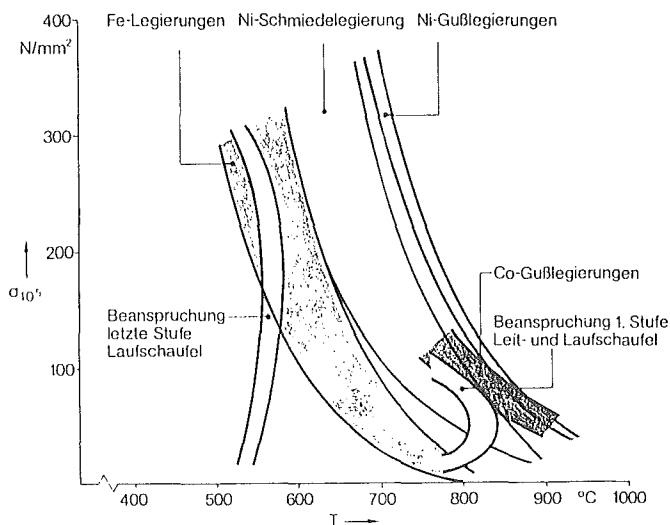


Abb. 5 σ_{10^5} -Bereiche von Superlegierungen (Quelle: ABB)

Mit steigender Temperatur korrodieren und oxidieren die heißen metallischen Bauteile wesentlich leichter. Hoher Oxidations- und Korrosionswiderstand lassen sich aber nur schwer mit hoher Warmfestigkeit in Einklang bringen. Deswegen müssen auf dem warmfesten Substrat entsprechende Schutzschichten durch Diffusion oder im Plasmasprayverfahren aufgebracht wer-

den. Sobald deren Schutzwirkung aufgebraucht ist, müssen sie erneuert werden.

5. Kühltechnik

Die Kühlung der Bauteile, die sonst unzulässig heiß werden würden, ist unbedingt notwendig; sie ist aber thermodynamisch gesehen ein Verlust, da Wärme durch Übertragung an ein Kühlfluid abgeführt wird (Differenz zwischen dem theoretischen Fall "ungekühlt" und den ausgeführten "gekühlten" Maschinen in **Abb.1**). Er kann nur in Kauf genommen werden, weil ein wesentlich höherer Gewinn

Abb. 6a Gekühltes Heißgasgehäuse
(Quelle: Siemens)

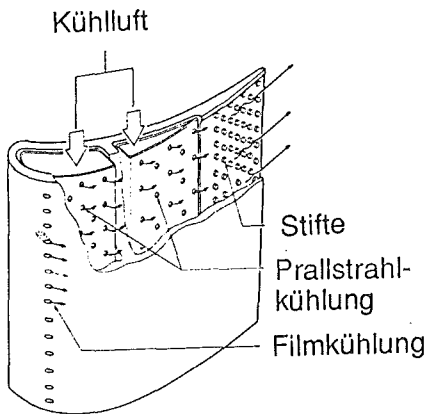
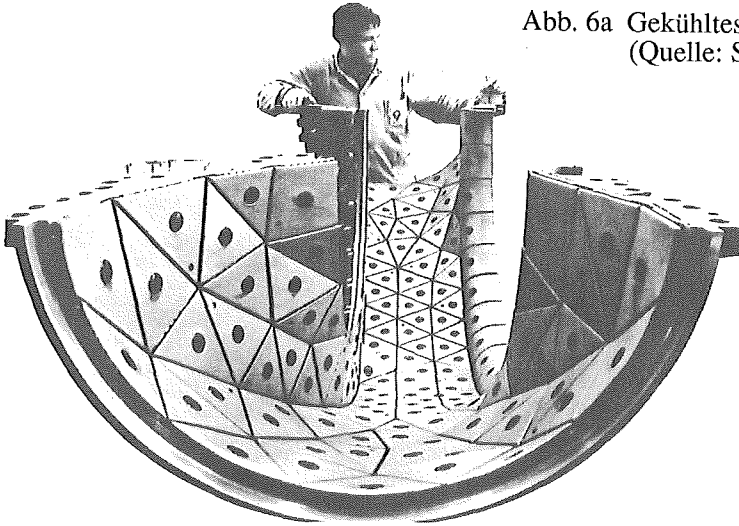


Abb. 6b Gekühlte Leitschaufel
(Quelle: GE)

durch die als Folge der Kühlung zu erhöhende Heißgastemperatur erreicht wird. Das Ziel muß es also sein, mit möglichst geringer Wärmeabfuhr eine möglichst gleichmäßige, gerade noch zulässige Temperatur in den gefährdeten Regionen der dem Heißgas ausgesetzten Bauteile zu erreichen. Es ist naheliegend, dazu Luft zu verwenden, die dem Verdichter entnommen und nach Erfüllung ihrer Aufgabe, dem Gasstrom in der Turbine zugemischt werden kann. So läßt sich wenigstens ein Teil der in ihr durch Verdichtung und nachfolgende Erwärmung gespeicherten Energie wieder zurückgewinnen.

Allein von der Kühlgas führenden Seite her zu kühlen, ist in den meisten Fällen nicht mehr ausreichend, auch wenn an besonders heißen Stellen der Wärmeübergang durch Kühlluft-Prallstrahlen heraufgesetzt wird oder die Wärmeübertragungsfläche durch Rippen oder Stifte vergrößert wird. Deswegen läßt man Kühlluft durch Loch- oder Schlitzanordnungen in die Heißgasströmung austreten, um entlang der zu kühlenden Oberfläche einen "Kühlfilm" zu bilden. Dieses Prinzip ist in **Abb. 6a** auf ein Heißgasgehäuse in **Abb. 6b** auf eine Turbinen-Leitschaufel angewendet. Hier gilt es die richtige Ausströmrates m zu treffen, bei der eine hohe Kühleffizienz η erreicht (**Abb. 7a**), der dadurch in der Hauptströmung hervorgerufene Verlust ζ aber gering gehalten werden kann (**Abb. 7b**).

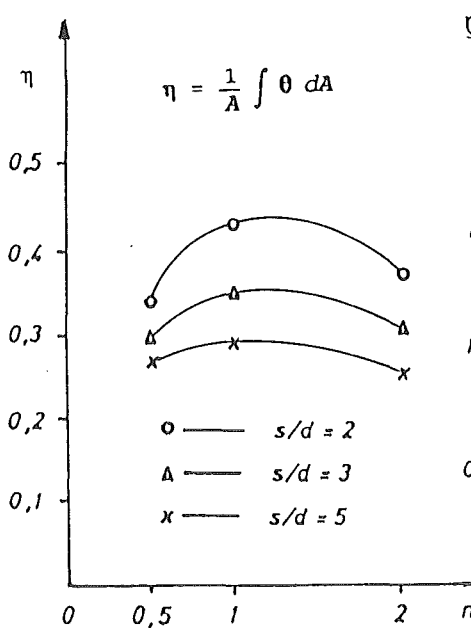


Abb. 7a Integrale Kühleffizienz in Funktion der Ausströmrates

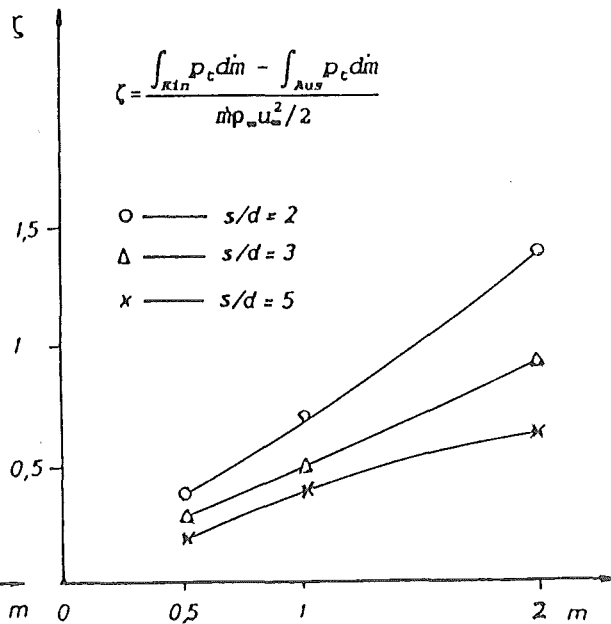


Abb. 7b Aerodynamischer Verlust in Funktion der Ausströmrates

Einerseits bedarf der Einsatz dieser Kühltechnik mit steigenden Heißgas-Temperaturen immer größerer Kühlluftmengen; andererseits kann dafür immer weniger Luft zur Verfügung gestellt werden, weil bei steigender Temperatur mehr Brennstoff und eben auch mehr Luft dem Verbrennungsprozeß zur Verfügung gestellt werden muß (**Abb. 8**). Hier hilft zunächst, die Kühlluft zwischen Entnahme aus dem Verdichter und Eintritt in die Turbine zurückzukühlen, weil die Kühlluft dann dementsprechend mehr Wärme aufnehmen kann (**Abb. 9**).

Es lassen sich aber auch andere Kühlfluide wie Wasser oder Wasserdampf entweder nach der Kühlung in den Hauptgasstrom austretend oder in einem geschlossenen Kreislauf umlaufend verwenden. Damit sind Temperaturdifferenzen gegenüber dem Heißgasstrom bis ungefähr 700 K einzuhalten. Allerdings treten dann

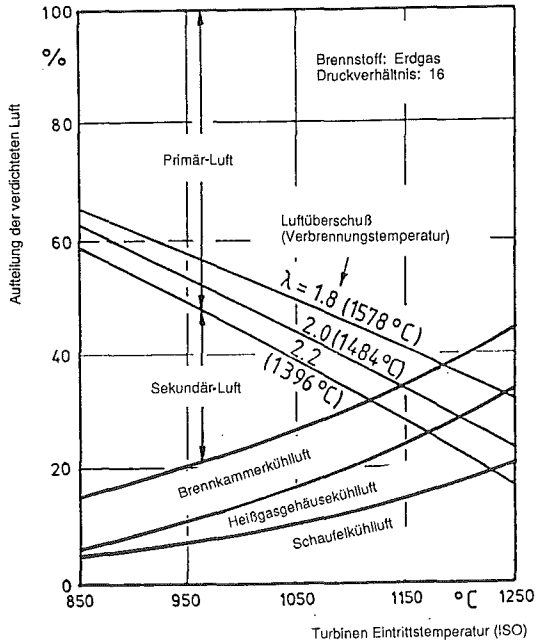


Abb. 8 Aufteilung der verdichteten Luft

hohe thermische Druckspannungen in der Außenhaut auf, die beherrscht werden müssen. Das Problem würde wesentlich durch eine Außenisolierung mit sog. Wärmedämmschichten gemildert; doch konnte hierfür noch kein Werkstoff gefunden werden, der unter den gegebenen Verhältnissen der unterschiedlichen Ausdehnung und der sich daraus ergebenden Beanspruchung standhält.

6. Verbrennungstechnik

In den letzten Jahren wurden bedeutende Fortschritte im Vermeiden von Emissionen gemacht. Hier geht es in erster Linie darum, die Bildung des

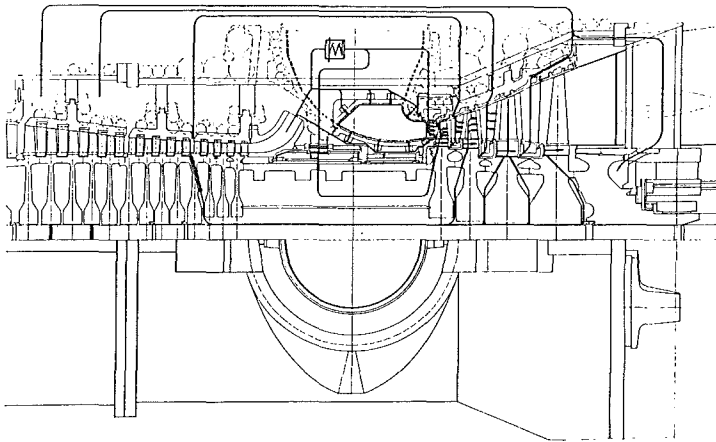


Abb. 9 Kühlsystem mit Zwischenkühler (Quelle Siemens)

thermischen NO_x durch Absenken und Vergleichmäßigen der Temperatur einzuschränken. Zunächst ließ sich das durch Dampf- oder Wassereinspritzung erreichen. Damit ist aber ein thermodynamischer Verlust und zusätzlich die laufende Aufbereitung des Wassers verbunden. Diese sog. "nasse Entstickung" konnte also nur ein Notbehelf sein. Inzwischen hat sich bei vielen Herstellern für Erdgas als Brenngas die "trockene Methode" mit überstöchiometrischer Verbrennung vorgemischter Gase (lean premix) durchgesetzt. Es ist aber sehr schwierig, unter diesen Verhältnissen die Leistung zu ändern oder überhaupt in diesen Zustand zu kommen; denn allzu leicht wird bei weiterer Abmagerung die Löschgrenze überschritten oder bei reichem Gemisch der emissionsgünstige Arbeitsbereich verlassen. Es ist also hier eine genaue Regelung des Gemisches erforderlich. Dabei ändert sich der insgesamt zuzuführende Brennstoff-Massenstrom mit der Last, während der gesamte Luftmassenstrom nur wenig variiert.

Der in Abb. 10 dargestellte Hybridbrenner wird als Diffusionsbrenner angefahren, denn bei geringer Last und Brennstoffmenge kann die Flamme nur so stabil gehalten werden. Bei höherer Last wird dann auf den Vormischbetrieb umgeschaltet, der in seinem unteren Bereich noch durch einen Pilotbrenner stabilisiert wird. Wie sich das auf die Emissionen auswirkt, zeigt Abb. 11. Von anderer Seite wurde der Vortexbrenner entwickelt, der aus zwei gegeneinander versetzten Konen besteht (Abb. 12). Die Vormischung findet beim Eintritt der Luft durch die beiden durch die Versetzung entstehenden Schlitze statt und wird in der Wirbelströmung

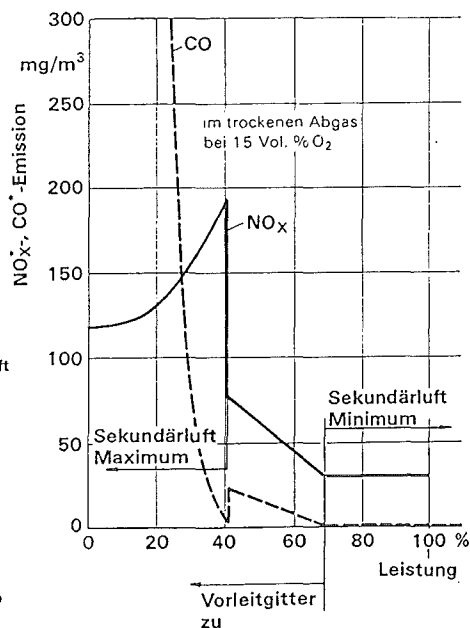
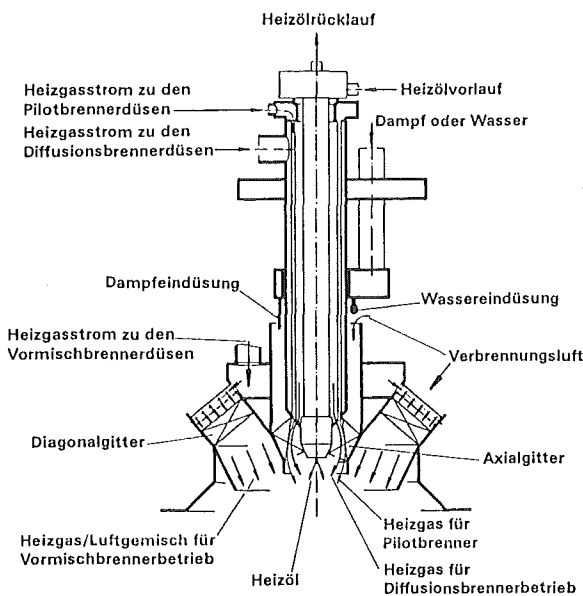


Abb. 10 Hybridbrenner (Quelle: Siemens)

Abb. 11 Emissionen mit Hybridbrenner (Quelle: Siemens)

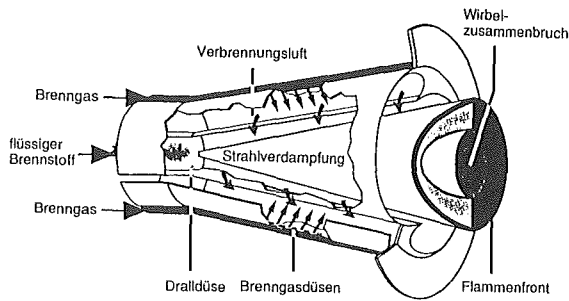


Abb. 12 Vortexbrenner (Quelle: ABB)

H₂-reiche Brenngase stehen entsprechende Anpassungen und/oder Erprobungen noch aus. Und erst recht ist die Situation für flüssige Brennstoffe noch unbefriedigend, die ja in Ölländern oft als Hauptbrennstoff, hierzulande aber wegen der leichteren Speichermöglichkeit häufig als Reserve-Brennstoff gefordert werden: Einer möglichen Vormischung wären hier ja Zerstäubung und Verdampfung vorzuschalten. Bei den gezeigten Ausführungen arbeiten die Brenner für flüssige Brennstoffe vorläufig noch als Diffusionsbrenner mit Dampf- oder Wassereindüsung.

7. Maschinentechnik

Wie wichtig es ist, die aerodynamischen Verluste im Verdichter- und Turbinenteil der Gasturbine zu senken, zeigt folgendes Beispiel: Wenn es gelingt, den Wirkungsgrad der beiden Maschinen um je einen Prozentpunkt (bei polytropen Wirkungsgraden von ungefähr 90%) zu steigern, wird dadurch der Wirkungsgrad der Gasturbine um ungefähr 1,3 %-Punkte (bei einem Wirkungsgrad von ungefähr 35%) angehoben; das ist also eine Steigerung um 3,7%.

Zum Auslegen einer Strömungsmaschine muß sich die Strömung mit all ihren Umlenkungen in der Maschine erfassen lassen. Das war früher nur unter vereinfachenden Annahmen möglich; daher lag der Schwerpunkt auf experimentellen Arbeiten. Die äußerst schnelle Entwicklung digitaler Rechner und entsprechender Rechentechniken hat dazu geführt, daß es möglich wurde, auch Strömungen durch die geometrisch komplexen und sich infolge der Drehbewegung des Rotors zeitlich ändernden Räume der Beschaufelung von Strömungsmaschinen einigermaßen realistisch zu berechnen. Das regt dazu an, die Einflüsse der durch verschiedene Formgebung erzwungenen Strömungsfelder sowohl von Turbinen als auch von Verdichtern rechnerisch auszuloten: Profilierung, Neigung und Krümmung der Schaufelachsen (leaning), Querschnittsverlauf, radiale Verteilung der Strömungsgrößen (Verwindung, twist) und Berücksichtigung von Sekundärströmungen (Randzonenkorrektur). Diese Möglichkeiten haben schon zu erheblichen Verbesserungen des Wirkungsgrades geführt.

Eine andere Entwicklungstendenz zielt auf kompaktere Maschinen mit weniger und deshalb höher belasteten Stufen. Das erfordert höhere Geschwindigkeiten, die

mung im Konus vollendet. An dessen Ende bricht der Vortex zusammen und stabilisiert dadurch aerodynamisch die Flamme.

Damit ist offenbar ein erster Entwicklungsschritt für die schadstoffarme Verbrennung von Erdgas zum Abschluß gekommen. Sowohl für niederkalorige, wie auch für

dann im transsonischen Bereich liegen. Wegen der sich in diesem Bereich ändernden Eigenschaften der Strömung wird damit auch das Verhalten der Maschinen im Betrieb beeinflusst.

Um die skizzierten Probleme zu überwinden arbeiten u.a. in Deutschland an den dazu erforderlichen Grundlagen 7 Unternehmen, 19 Hochschulinstitute und 3 Großforschungseinrichtungen, die in der Arbeitsgemeinschaft AG-Turbo zusammengeschlossen sind. Sie werden vom Bundesministerium für Forschung und Technologie unterstützt. Innerhalb dieses Programms sind schon viele Fortschritte erzielt worden, doch sind für weitere noch viele Möglichkeiten offen.

Fortschritte und Erwartungen in der konventionellen Kraftwerkstechnik

Manfred Simon Herbert Harder

1. Umweltbedingte Anforderungen an die Kraftwerkstechnik

Der Netto-Anlagenwirkungsgrad der jüngsten in der Bundesrepublik Deutschland in Betrieb genommenen Steinkohle-Kraftwerke liegt bei Werten um 40 %, so z. B. im 750 MW-Dampfkraftwerk Heilbronn 7, Betriebsbeginn 1985, mit Frischdampfdaten von 194 bar, 535 °C und einfacher Zwischenüberhitzung auf 535 °C bei netto 39,0 %. Damit hat sich der Wirkungsgrad der jeweils neu installierten Kraftwerke seit Anfang der fünfziger Jahre verdoppelt, - trotz der Verluste, die sich aufgrund der inzwischen obligatorischen Rauchgas-Entschwefelung und Rauchgas-Entstickung ergeben. Diese Wirkungsgradeinbuße ist durch den Übergang vom unterkritischen zum überkritischen Dampfprozeß sowie durch sonstige Verbesserungen mehr als kompensiert worden. Der von allen Steinkohle-Kraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) im Durchschnitt erreichte Netto-Wirkungsgrad errechnet sich aus den dokumentierten Werten des Primärenergieverbrauchs und der Stromerzeugung für 1991 zu 37,0 %. Der Durchschnittswert des Netto-Wirkungsgrades aller fossilen Kraftwerke lag bei 36,2 %.

War die Triebfeder für die Steigerung des Wirkungsgrades in den vergangenen Jahrzehnten vor allem das Bestreben, die Stromerzeugungskosten zu senken, so ist die derzeitige Weiterentwicklung des Dampfturbinenprozesses mit dem Ziel einer nochmaligen Effizienzverbesserung zunehmend auch in der Umweltproblematik begründet. Die Herausforderung für die Kraftwerksindustrie liegt insbesondere in der Frage, ob sich allein durch Steigerung des Wirkungsgrades fossil befeuerter Kraftwerke - eventuell zusammen mit Änderungen im Mix der fossilen Energieträger - eine so große Reduzierung der CO₂-Emissionen im Elektrizitätssektor erreichen läßt, wie sie von den Wissenschaftlern für die Beherrschung des Klimaproblems als notwendig erachtet wird. In den zur Verfügung stehenden Zeiten können nämlich die regenerativen Energien und eine rationellere Energieanwendung nur geringe Beiträge zur Minderung der CO₂-Freisetzung leisten, und die Alternative einer Ausweitung der Kernenergie ist in vielen Ländern wegen der Akzeptanzproblematik zur Zeit nicht durchsetzbar.

Deshalb werden derzeit weltweit Anstrengungen unternommen, durch Erhöhung der mittleren Temperatur der Wärmezufuhr den Anlagenwirkungsgrad weiter zu steigern. Drei Entwicklungslinien werden parallel verfolgt:

- Weiterentwicklung zum Hochtemperaturprozeß auf der Basis bewährter Anlagenkonzepte durch Steigerung der Frischdampf- und Zwischenüberhitzer-Temperatur, Verwendung neu entwickelter hochwarmfester Stähle und Neu-Optimierung des Dampfprozesses
- druckaufgeladene Prozesse mit Wirbelschichtfeuerung
- Kombi-Anlagen mit Kohlevergasung.

1.1 Der Hochtemperaturprozeß

Eine Anhebung der Frischdampf- und der ZÜ-Temperatur stellt zusammen mit einer konsequenten Optimierung des Dampfturbinenprozesses die wirkungsvollste Maßnahme zur weiteren Verbesserung des Anlagenwirkungsgrades dar. Schon bei den zur Zeit im Bau befindlichen Kohlekraftwerken sind die Frischdampfdaten auf 250 bar und 540 °C, die ZÜ-Temperatur auf 560 °C angehoben. Mit dieser Auslegung werden die in den Jahren 1993/94 in Betrieb gehenden 550MW-Kraftwerksblöcke Staudinger 5 und Rostock Netto-Anlagenwirkungsgrade von 42,5 % erreichen; beim 680MW-Kraftwerk Hemweg 8, Niederlande, werden es sogar, allerdings mit Seewasserkühlung, 43,6 % sein.

Von der Basis der in diesen Kraftwerksblöcken realisierten Prozeßkonzeption aus erfolgt die Weiterentwicklung zum Hochtemperaturprozeß mit dem Ziel, die Frischdampfdaten weiter bis auf 270 bar und 580 °C vor der Turbine, die ZÜ-Temperatur auf 600 °C zu steigern. Diese nochmalige Erhöhung der Dampftemperaturen setzt allerdings die Verwendung verbesserter hochwarmfester Stähle voraus. Die 10%igen Chromstähle T 91 und P 91 haben sich in den bisherigen Untersuchungen im Rahmen eines öffentlich geförderten Programms zur Entwicklung hochwarmfester Stähle als geeignet für die Anwendung im Kraftwerksbau erwiesen. Diese Stähle können bei einer um ca. 30 °C höheren Dampftemperatur die gleiche Druckbeanspruchung wie das bisher verwendete Material (X 20) ertragen; die Versuche zur mechanischen Bearbeitung und Schweißbarkeit haben gute Ergebnisse gezeigt. Langzeittests zur Zeitstandfestigkeit und zum Korrosionsverhalten sind im Gange; in den USA ist T 91 bereits zugelassen. Die Realisierung des Hochtemperaturprozesses mit den angegebenen Dampfdaten wurde für ein Kraftwerk in Lübeck angeboten.

Für rauchgasbeheizte Oberflächen im Dampferzeuger werden T 91 und P 91 in Deutschland wegen der noch nicht zu Ende geführten Langzeittests allerdings noch nicht uneingeschränkt eingesetzt. Der neue Werkstoff wird zunächst nur in der Turbine und in Rohrleitungen verwendet, und zwar bei der ABB-Turbine in den HD- und in den MD-Teilturbinen jeweils in den Bereichen, für die dies aufgrund

der lokal hohen Temperatur erforderlich ist. Das ist beispielsweise in der HD-Teilturbine der im Bereich der Einströmung liegende Teil der Welle. Da diese aus Einzelscheiben geschweißt ist, kann das neue Material gezielt eingesetzt werden, ohne daß eine zusätzliche Kühlung erforderlich wäre. Durch die Konstruktion der ABB-Turbine ist sichergestellt, daß das Außengehäuse an keiner Stelle mit der hohen Frischdampf Temperatur beaufschlagt wird, so daß die vom Prozeß her notwendige HD-Anzapfung mit geringem Aufwand realisiert werden kann.

Die Prozeßoptimierung hat zu einer 9stufigen Vorwärmstrecke und einer Vorwärm-Endtemperatur von 300 °C geführt. Mit dieser Auslegung wird das energetische Potential des überkritischen Dampfprozesses optimal genutzt; es läßt sich ein Netto-Anlagenwirkungsgrad von 45,4 % bei einer Kaltwasser-Eintrittstemperatur von 25 °C erzielen.

Es sei betont, daß diese Effizienzsteigerung allein durch Weiterentwicklung bewährter Komponenten und Konstruktionsteile erreicht wird. Dazu gehört auch die Entwicklung moderner Turbinenbeschaukelungen. Es ist abzusehen, daß in zukünftigen Dampfkraftwerken Turbinen eingesetzt werden, deren Schaufeln mit den jetzt vorliegenden dreidimensionalen Berechnungsverfahren optimiert werden.

Bei einer sehr hohen Bewertung des spezifischen Wärmeverbrauchs kann der Hochtemperaturprozeß auch als Kraftwerk mit doppelter Zwischenüberhitzung realisiert werden. Dadurch läßt sich der Wirkungsgrad noch einmal bis auf Netto-Werte von mehr als 46 % steigern.

1.2 Kombination des HT-Prozesses mit einer erdgasbefeuerten Gasturbine

Noch wesentlich höhere Wirkungsgrade ergeben sich, wenn einem im Hochtemperaturprozeß arbeitenden Steinkohle-Kraftwerk eine mit Erdgas befeuerte Gasturbine als Frischlüfter vorgeschaltet wird. Je nach Anteil der Gasturbine an der Gesamtleistung lassen sich in einem solchen Kombi-Kraftwerk Anlagenwirkungsgrade von mehr als 50 % erzielen.

Im Hinblick auf eine Reduktion der CO₂-Freisetzung ist diese Kombination sogar zweifach wirksam, nicht nur aufgrund der Wirkungsgradsteigerung gegenüber einem ausschließlich mit Kohle befeuerten Kraftwerk, sondern auch aufgrund des vergleichsweise geringen Kohlenstoffgehalts von Erdgas. Mit einem typischen Wert von 22 % für den Leistungsanteil der Gasturbine ergeben sich gegenüber einem modernen Kohlekraftwerk Einsparungen in der spezifischen CO₂-Freisetzung von ca. 30 %. Gegenüber älteren zu substituierenden Kraftwerken ist die Ersparnis natürlich noch größer. Mit dem eingangs genannten durchschnittlichen Wirkungsgrad für die Steinkohle-Kraftwerke in Deutschland errechnet sich z. B. eine Reduktion der spezifischen CO₂-Emission um knapp 35 %.

Bei der Interpretation dieser Zahlenwerte mit Bezug auf das Klimaproblem ist allerdings - neben anderen, in Kap. 3 aufgeführten Aspekten - zu beachten, daß der CO₂-Einsparung die bei der Versorgung der Kraftwerke mit Erdgas auftretenden Leckverluste entgegenwirken, wobei das Methan um ein Vielfaches klimawirksamer ist als CO₂. Zum Erreichen eines möglichst großen Umweltvorteils erdgasbefuerter Kraftwerke müssen deshalb die Leckverluste bei der Förderung und beim Transport des Erdgases minimiert werden.

Die Realisierung der Kombination eines kohlegefeuerten Dampfturbinenprozesses mit vorgeschalteter Gasturbine erfordert einige Anpassungsentwicklungen, so z. B. wegen der verminderten Sauerstoffkonzentration im Abgas der Gasturbine eine neue Generation von Brennern im Kessel, die sowohl für den reinen Kohlebetrieb mit separaten Frischlüftern als auch für den kombinierten Betrieb bei Einsatz zünd- und reaktionsfreudiger Kohlegemische mit einem hohen Anteil flüchtiger Bestandteile geeignet sind. Beachtet werden muß auch das Problem einer möglichen Verschmutzung des HD-Ekos bei Betrieb einer unmittelbar hinter dem Kessel angeordneten Entstickungsanlage.

Mit noch geringerem Entwicklungsaufwand realisierbar ist die Kopplung einer erdgasbefeuerten Gasturbine mit einem Hochtemperaturprozeß in einem Verbundkraftwerk, wobei die Abwärme der Gasturbine in einem Abhitzeessel parallel zum kohlebefeuerten Dampfkessel zusätzlichen Dampf für den Antrieb des Turbogenerators erzeugt. Der mit dieser Kombination erreichbare Wirkungsgrad liegt zwar immer noch deutlich höher als der eines Kohlekraftwerks, ist aber rd. 2 % niedriger als bei dem vorstehend beschriebenen Kombi-Kraftwerk mit vorgeschalteter Gasturbine.

1.3 Anlagen mit aufgeladener Wirbelschichtfeuerung (PFBC = Pressurized Fluidized Bed Combustion)

Dieser Kombi-Prozeß verbindet eine druckaufgeladene Wirbelschichtfeuerung mit einem kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozeß. Dabei liegt die Eintrittstemperatur der Rauchgase aus der Wirbelschichtfeuerung in die Gasturbine bei ca. 850 °C. Der Verdichter des Gasturbosatzes fördert die Verbrennungsluft in die Wirbelschicht, wo die Kohle und außerdem zur Schwefelbindung Kalkstein zugegeben werden. Die große Höhe der Wirbelschicht von ca. 3,5 m und eine niedrige Gasgeschwindigkeit bewirken eine lange Kontaktzeit zwischen Gas- und Bettmaterial mit entsprechend hohem Entschwefelungs- und Verbrennungsgrad. Aufgrund der relativ niedrigen Verbrennungstemperatur tritt nur eine geringe Stickoxidbildung ein, so daß in einer solchen Anlage sowohl für SO₂ als auch für NO_x mit jeweils ca. 100 mg je m³ Abgas die schärfsten Umweltschutzvorschriften erfüllt werden. Die Rauchgase werden nach einer mehrstufigen Reinigung in Zy-

klonen der Gasturbine zugeführt; eine nachgeschaltete Entschwefelung und Entstickung des Rauchgases ist nicht erforderlich.

Mit diesem Kombi-Prozeß lassen sich in Großanlagen - bei Dampfdaten, wie sie in den derzeit im Bau befindlichen Anlagen realisiert werden - Wirkungsgrade bis zu etwa 46 % erreichen. Die Entwicklung der druckaufgeladenen Wirbelschicht bei ABB hat mit 4 Anlagen von je etwa 70 MW elektrischer Leistung die kommerzielle Phase erreicht. Eine weitere Anlage in dieser Leistungsklasse ist in Japan im Bau. Eine gleich große Anlage wurde vor kurzem in der tschechischen Republik bestellt. Inzwischen wurde bei ABB die Entwicklung einer nächsten Leistungsstufe mit etwa 800 MW Feuerungsleistung und 350 MW elektrischer Leistung aufgenommen. Ein Auftrag zum Bau einer solchen PFBC-Anlage wurde einem Konsortium von ABB und dem japanischen ABB-Lizenznehmer IHI erteilt; mit dem Bau soll Ende 1993 begonnen werden.

1.4 Kombi-Anlagen mit Kohlevergasung

Die Vergasung von Kohle ist erprobte, vorwiegend in Deutschland entwickelte Technologie; demonstriert werden muß noch ihre Integration in einen geschlossenen Kraftwerksprozeß. Dabei wird das in einer Kohlevergasungsanlage gewonnene und gereinigte Gas in einem klassischen Kombi-Prozeß mit Abhitzeessel oder in einer Gasturbine verbrannt, die einem kohlebefeuernden Dampferzeuger vorgeschaltet ist.

In Europa sind zur Zeit drei Demonstrationsanlagen dieses Typs im Bau bzw. in der Planung: Buggenum, Niederlande, und eine weitere Anlage in Spanien für Steinkohle sowie KOBRA in Nordrhein-Westfalen für Braunkohle. Mit diesen Anlagen muß u. a. gezeigt werden, daß mit vergaster Kohle ein wirtschaftlicher Kraftwerksbetrieb im Mittellasteinsatz möglich ist. Neben dem Nachweis einer hohen Verfügbarkeit muß insbesondere demonstriert werden, daß die erreichbaren Laständerungsgeschwindigkeiten, die sich aus dem Verhalten der Kohlevergasung ergeben, den heutigen Kraftwerksanforderungen genügen. Für Großanlagen, die etwa von der Jahrhundertwende an gebaut werden können, wird mit Werten um 46 % gerechnet.

2. Erdgasbefeuerte Kombi-Kraftwerke

Auch der Wirkungsgrad von Gasturbinen hat sich in den fünf Jahrzehnten seit der Inbetriebnahme der ersten Maschine auf derzeit realisierte Werte um 34 % verdoppelt. Im Laufe dieser Entwicklung wurden die Turbinen-Eintrittstemperatur unter Verwendung neuer Materialien und verbesserter Kühltechniken von anfangs

550 °C bis auf über 1100 °C (ISO) angehoben, das Verdichter-Druckverhältnis im offenen Gasturbinen-Prozeß von 6 auf 14 gesteigert.

Der derzeit niedrige Erdgaspreis und das weltweit wachsende Vertrauen der Kraftwerksbetreiber in die Gasturbine haben zu deren vermehrtem Einsatz in Kombi-Kraftwerken für den Mittel- und Grundlastbetrieb geführt. In erdgasbefeuerten Kombi-Kraftwerken, die im reinen Abhitzebetrieb ohne Zusatzfeuerung arbeiten, werden heute Anlagenwirkungsgrade von 52 % (netto) erreicht. Anlagen mit einer so hohen Brennstoffausnutzung sind seit einigen Jahren mit hoher Verfügbarkeit in Betrieb. Bei den derzeit zur Vergabe anstehenden Projekten mit Kombi-Kraftwerk werden die Wirkungsgrade sogar bei 55 % liegen.

Der CO₂-Einspareffekt ist bei erdgasbefeuerten Kombi-Kraftwerken wegen ihres hohen Wirkungsgrades und wegen der ausschließlichen Befeuerung mit einem kohlenstoffarmen Energieträger natürlich noch wesentlich größer als bei einem Kohlekraftwerk mit vorgeschalteter Gasturbine. Mehr als die vorteilhaften Umweltaspekte dürften bisher jedoch die vergleichsweise niedrigen Investitionskosten und die kurzen Bauzeiten dazu beigetragen haben, daß die Zahl der weltweit vergebenen Gasturbinen-Aufträge seit Mitte der achtziger Jahre steil angestiegen ist. 1991 wurden für ca. 22000 MW Gasturbinen zur Stromerzeugung in Auftrag gegeben.

Das zukünftige Entwicklungspotential der Gasturbinen und damit der Kombi-Kraftwerke liegt in der weiteren Verbesserung des Wirkungsgrades und der nochmaligen Erhöhung der Turbinen-Eintrittstemperatur über das heute erreichte Niveau hinaus. Um dies zu realisieren, sind die fluiddynamischen Prozesse im Verdichter, in der Turbine und in der Brennkammer weiter zu verbessern. Neue Werkstoffe und neue Herstelltechnologien sowie Weiterentwicklungen der Hochtemperatur-Schutzschichten müssen zur Beherrschung der erhöhten Festigkeitsanforderungen und zur Verhinderung der Heißgaskorrosion beitragen. Bis zur Jahrhundertwende werden sich mit den heute überschaubaren Entwicklungen bei der Gasturbine thermische Wirkungsgrade zwischen 36 und 38 % erreichen lassen; in Kombi-Kraftwerken können dann Werte zwischen 56 und 58 % realisiert werden.

Da Stickoxid-Emissionen mit steigender Verbrennungstemperatur zunehmen, ist die im Hinblick auf eine schadstoffarme Verbrennung entwickelte, sogenannte Low-NO_x-Brennkammer mit Vormischverbrennung von besonderer Bedeutung; sie bewirkt im gesamten Leistungsbereich eine Verringerung der NO_x-Werte um Faktoren.

3. Realisierbare Beiträge der konventionellen Kraftwerkstechnik zur Beherrschung des Klimaproblems

Die möglichen Reduzierungen der spezifischen CO₂-Emissionen durch Weiterentwicklung der konventionellen Kraftwerkstechnik sind eindrucksvoll: 35 % beim Kohlekraftwerk mit vorgeschalteter Gasturbine und eine noch wesentlich größere CO₂-Einsparung beim erdgasbefeuerten Kombi-Kraftwerk. Selbst die bei reiner Kohlebefeuerung in allen drei aufgezeigten Entwicklungspfaden für Dampfkraftwerke realisierbaren Anlagenwirkungsgrade von etwa 45 % ergeben noch eine um ca. 20 % geringere CO₂-Freisetzung als der derzeitige Durchschnittswert aller deutschen Steinkohle-Kraftwerke. Damit sind scheinbar die Voraussetzungen dafür gegeben, daß die Forderungen der Politiker und Wissenschaftler erfüllt werden können, nämlich - etwa gemäß Toronto-Konferenz 1988 - bis zum Jahr 2005 die globale CO₂-Emission gegenüber dem Niveau von 1988 um 20 % zu senken. Dies wäre jedoch eine Fehlinterpretation.

Ganz sicher wird die Anwendung der weiterentwickelten Techniken in den neu zu errichtenden konventionellen Kraftwerken einen erheblichen Beitrag zur Absenkung der CO₂-Emissionen leisten können. Dies wird bei den meisten Kraftwerkstypen nicht einmal zu nennenswert höheren Stromerzeugungskosten führen. Es wäre jedoch ein Trugschluß anzunehmen, daß sich die für die Substitution von Einzelanlagen angegebenen CO₂-Reduktionspotentiale ohne weiteres auch im globalen Maßstab realisieren lassen. Man bedenke:

Die installierten fossil befeuerten Kraftwerke werden jeweils nur am Ende ihrer Lebensdauer durch Anlagen mit geringerer CO₂-Freisetzung substituiert. Alles andere wäre eine ungeheure Kapitalverschwendung. Bei Kraftwerks-Lebenszeiten von 30 bis 35 Jahren wird aber in den bis 2005 verbleibenden 12 Jahren höchstens ein Drittel der installierten Kapazität altersbedingt zu ersetzen sein. Wegen der Altersstatistik des vorhandenen Kraftwerksparks werden es tatsächlich noch weniger Kraftwerke sein. Somit werden kohlebefeuerte Kraftwerke trotz der Weiterentwicklung der Dampfturbinenprozesse allein nicht in der Lage sein, die Toronto-Forderung im Elektrizitätssektor zu erfüllen.

Theoretisch würden dagegen erdgasbefeuerte Kombi-Kraftwerke auch unter Berücksichtigung dieser die Substitution einschränkenden Randbedingung gerade ausreichen, eine 20%ige Reduktion der CO₂-Emissionen herbeizuführen. Voraussetzung dafür wäre allerdings, daß in Zukunft die aus Altersgründen stillzulegenden fossilen Kraftwerke ausschließlich durch erdgasbefeuerte Kombi-Kraftwerke mit insgesamt gleicher Leistung ersetzt werden. Dies ist aber nicht durchsetzbar, und das gilt verschärft unter globalen Aspekten; denn:

- bei einer starken Ausweitung des weltweiten Erdgasverbrauchs wären die Ressourcen dieses Energieträgers bald erschöpft und es müßte dann mit einem entsprechend steilen Anstieg des Erdgaspreises gerechnet werden;
- in Ländern mit großen heimischen Kohlereserven wäre eine so starke Ausrichtung auf Erdgas nicht durchsetzbar;
- Erdgas ist derzeit nicht an jedem Standort verfügbar; eine entsprechende Infrastruktur müßte erst geschaffen werden. An die klimaschädliche Wirkung von Methan-Leckverlusten sei nochmals erinnert.

Vor allem aber kann auch mit diesem Kraftwerkstyp allein die Toronto-Forderung nicht erfüllt werden, wenn der zukünftige Anstieg des globalen Strombedarfs in Betracht gezogen wird. Denn jedes zur Deckung des Zusatzbedarfs installierte fossile Kraftwerk setzt zusätzlich CO₂ frei. So ist die CO₂-Emission nicht, wie gefordert, seit 1988 zurückgegangen, sondern hat infolge des Anstiegs im Weltenergieverbrauch seitdem zugenommen.

Es ergibt sich die Schlußfolgerung, daß zwar die beschriebenen Entwicklungen in der konventionellen Kraftwerkstechnik so zügig wie möglich vorangetrieben und eingesetzt werden müssen, um die befürchteten Auswirkungen der Klimaänderungen wenigstens zu begrenzen. Verhindern läßt sich damit - sollten die Aussagen der Klimatologen zutreffen - der Anstieg der Erdoberflächentemperatur jedoch nicht, da die erneuerbaren Energien und die Maßnahmen zur Energieeinsparung auf der Anwenderseite die fehlenden Beiträge zur erforderlichen Reduzierung der CO₂-Freisetzung bei weitem nicht erbringen können. Eine wirksame und ausreichende Vorsorgestrategie gegen die drohenden Klimaänderungen läßt sich nur erreichen, wenn zusätzlich die Kernenergie ausgebaut wird. Der Hochtemperaturreaktor könnte aufgrund seiner vielfachen Einsatzmöglichkeiten und seiner ausgezeichneten Sicherheitseigenschaften hierzu einen wichtigen Beitrag leisten. Wegen des fehlenden Konsenses unter den politischen Entscheidungsträgern läßt sich diese Alternative vorerst jedoch leider nicht realisieren.

Literatur:

1. H. Kotschenreuther et. al., Zukünftige wirtschaftliche Kohleverstromung, VGB Kraftwerkstechnik (im Druck)
2. G. Hebel - H. Kotschenreuther, Wirkungsgrad-verbessernde Maßnahmen an bestehenden Kraftwerken, VGB-Sammelband Kraftwerkstechnik 2000, S. 76
3. H. Lienhard - W. Keppel, Zeitgemäße, umweltfreundliche Kraftwerkstechnik mit Gasturbinen, VGB Kraftwerkstechnik 3/92, S. 204

Einsatz von Wirbelschichtfeuerungsanlagen in der Energietechnik

Ulrich Renz

1. Einleitung

Die Vorräte von Kohle sind deutlich größer als die von Öl oder Gas. Die Kohle wird auf lange Sicht einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung leisten müssen. Die Verringerung der Umweltbelastung, die durch die Umwandlung von Kohle entsteht, hat deshalb eine hohe Priorität. Während die Verfahren zur Reduzierung der Rauchgasemissionen von SO_2 und NO_x inzwischen zum Stand der Technik zu rechnen sind, gibt es zur Verringerung der CO_2 -Emission unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zur Zeit nur den Weg einer Steigerung des Nettowirkungsgrads der Stromerzeugung.

Der Nettowirkungsgrad kann entweder durch weitere Verbesserungen des konventionellen Dampfkraftprozesses oder durch die Realisierung von kombinierten Dampf/Gasprozessen mit den Verfahrensvarianten Kombikraftwerk mit Druckwirbelschichtfeuerung, Kombikraftwerk mit Kohledruckvergasung oder Kombikraftwerk mit Druckkohlenstaubverbrennung erhöht werden.

Der Schwerpunkt dieses Beitrags beschäftigt sich mit der Technik der Druckwirbelschichtverbrennung. Zur Einordnung dieser Technik wird kurz auch auf die beiden anderen Verfahrensvarianten zur Kohleumwandlung eingegangen.

2. Kohle-Kraftwerksanlagen mit hohem Wirkungsgrad

2.1 Konventionelle Kraftwerke mit hohen Dampfstufen

In den vergangenen Jahren sind immer wieder Vorschläge zur Verbesserung des konventionellen Dampfkraftprozesses vorgeschlagen worden. Die Realisierung scheiterte meist aus wirtschaftlichen Gründen und wegen einer befürchteten Verringerung der Verfügbarkeit derartiger Prozessvarianten. Erst in jüngster Zeit ist die Diskussion durch neue Pläne in Dänemark /1/, /2/, durch das vor der Inbetriebnahme stehende Kraftwerk Staudinger 5 bei Hanau und vor allem durch das in Gelsenkirchen geplante Kraftwerk Heßler /3/ wieder in Gang gekommen.

Für das Kraftwerk Heßler wird durch Verbesserungen in vielen Teilbereichen, zu denen im wesentlichen der Einsatz neuer Materialien, Verbesserungen in der

Fertigungstechnik, eine Erhöhung der Dampfparameter, sowie eine dampfangetriebene Speisepumpe und eine neunstufige Speisewasservorwärmung gehören, ein Stromerzeugungswirkungsgrad von nahezu 45 % erwartet. Die vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte werden durch bekannte Rauchgasreinigungseinrichtungen, deren Energiebedarf im oben genannten Wirkungsgrad berücksichtigt ist, gewährleistet. Die geplanten Modifikationen am Dampfprozeß erscheinen unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten vertretbar und lassen erwarten, daß die Verfügbarkeit des Kraftwerks gegenüber dem heute sehr hohen Stand kaum reduziert werden wird.

An dieser Technik werden sich die verschiedenen Varianten der Kombikraftwerke mit einer Kohledruckverbrennung oder Kohledruckvergasung messen müssen.

2.2 Kombikraftwerke mit Wirbelschichtfeuerung

Abb. 1 zeigt einen Vergleich der heute erreichten und der voraussichtlich in naher Zukunft erreichbaren Nettowirkungsgrade der Stromerzeugung in Abhängigkeit von der Eintrittstemperatur der Gasturbine.

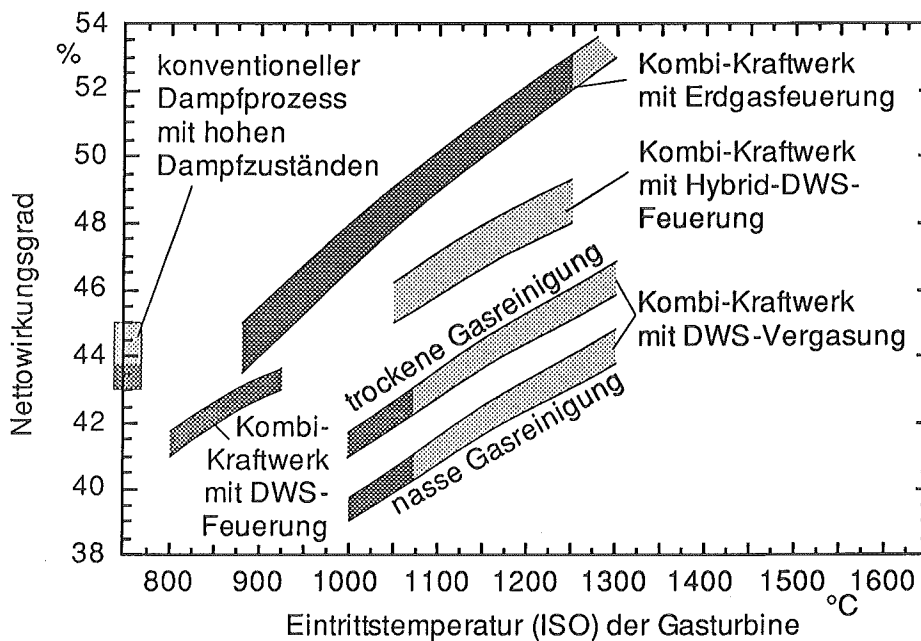


Abb. 1 Der Einfluß der Eintrittstemperatur der Gasturbine auf den Nettowirkungsgrad der Stromerzeugung

Die Gegenüberstellung macht deutlich, daß bei den heute ausgeführten Kraftwerksanlagen mit dem Brennstoff Kohle Stromerzeugungswirkungsgrade in der Größenordnung von 43 % erreicht werden können. Dies gilt sowohl für konventionelle Anlagen mit hohen Dampfparametern als auch für Kombikraftwerke mit Druckwirbelschichtfeuerung oder mit Kohledruckvergasung, wenn eine trockene Gasreinigung durchgeführt wird. Die deutlich höheren Wirkungsgrade von Kombikraftwerken mit Erdgasfeuerung können nicht erreicht werden. Bei Kombikraftwerken mit Druckwirbelschichtfeuerung kann der Wirkungsgrad weiter verbessert werden, wenn die durch die Wirbelschichtverbrennung begrenzte Rauchgastemperatur von etwa 900 °C durch eine Nachfeuerung im sogenannten Hybridprozeß weiter gesteigert werden kann.

Bevor auf diese zukünftigen Schaltungsvarianten eingegangen wird, soll der derzeitige Stand der Wirbelschichtfeuerungstechnik kurz dargestellt werden.

Kombinierte Gas/Dampfturbinenprozesse mit Druckwirbelschichtverbrennung basieren entweder auf dem Prinzip der stationären oder der zirkulierenden Kohlewirbelschicht.

Die Verbrennung von Kohle in Wirbelschichten hat in Deutschland eine sehr lange Tradition. Ende der siebziger Jahre erlebte sie einen neuen Aufschwung, als durch gesetzliche Auflagen die SO₂ und NO_x-Emissionsgrenzwerte bei der Kohleverbrennung weiter reduziert wurden. Durch die niedrige Verbrennungstemperatur konnten die thermische NO_x-Bildung unterdrückt und durch Kalkzugabe ins Bett die SO₂-Grenzwerte eingehalten werden. Die Anlagen wurden zunächst im kleineren Leistungsbereich fast ausschließlich als stationäre, das heißt blasenbildende Wirbelschichtanlagen ausgeführt. Die Verfahrensvariante zirkulierende Wirbelschicht, die vor allem bei mittleren Leistungsgrößen ihren Platz hatte, dehnte in den vergangenen Jahren ihren Einsatzbereich zu kleineren und größeren Leistungen aus. Es wird davon ausgegangen, daß im Jahr 1995 weltweit mehr als 400 atmosphärische, zirkulierende Wirbelschichtanlagen mit einer gesamten thermischen Leistung von 23.000 MW in Betrieb sein werden /4/.

Bei der Verwirklichung von kohlegefeuerten Kombiprozessen wurde die Verbrennung in der Wirbelschicht aufgrund der oben genannten Vorteile und der guten Betriebserfahrungen favorisiert. Die Einführung der druckaufgeladenen Wirbelschichtverbrennung begann mit der Inbetriebnahme einer Demonstrationsanlage in Grimethorpe, GB, mit einer druckaufgeladenen, stationären Wirbelschicht (DSWS) im Jahr 1979, an der in einem internationalen Verbundprojekt Grundlagenuntersuchungen unter anderem zur Verbrennung, zur Emission, zum Wärmeübergang, zur Erosion und Korrosion und schließlich zur Heißgasreinigung durchgeführt wurden. Heute sind drei DSWS-Anlagen mit einer thermischen Leistung von etwa 200 MW in Betrieb /5/ bis /7/. Auf den Stand dieser

Technik und deren mögliche Weiterentwicklung wird im Abschnitt 3 ausführlicher eingegangen werden.

2.3 Kombikraftwerke mit Druckkohlenstaubverbrennung oder mit Kohledruckvergasung

Die Druckkohlenstaubverbrennung verspricht die höchsten Nettowirkungsgrade der Stromerzeugung in kohlegefeuerten Kombikraftwerken. Vor einer Realisierung in einer Demonstrationsanlage muß jedoch das Problem der Heißgasreinigung gelöst werden. Auf diese Technik und auf Kombikraftwerke mit Kohledruckvergasung wird hier nicht eingegangen. Mehr Informationen finden sich in einer Studie des Ministers für Wirtschaft und Verkehr NRW /8/.

3. Stand der Kombiprozesse mit Druckwirbelschichtfeuerung

Der erste Druckwirbelschicht-Dampferzeuger, der in einem Kraftwerksbetrieb integriert wurde, ist im Jahr 1985 im Heizkraftwerk der RWTH Aachen realisiert worden /9/, /10/. Die Druckaufladung wurde durch eine Turboladereinheit verwirklicht. Auf eine Leistungsabgabe der Gasturbine wurde wegen der damals nicht vorhandenen Rauchgasfilteranlagen bei hohen Temperaturen und zugunsten einer höheren Verfügbarkeit verzichtet. Der Dampferzeuger ist als Zwangsdurchlaufsystem mit einer maximalen thermischen Leistung von 40 MW und einem maximalen Feuerraumdruck von 4 bar ausgelegt, siehe Abb. 2.

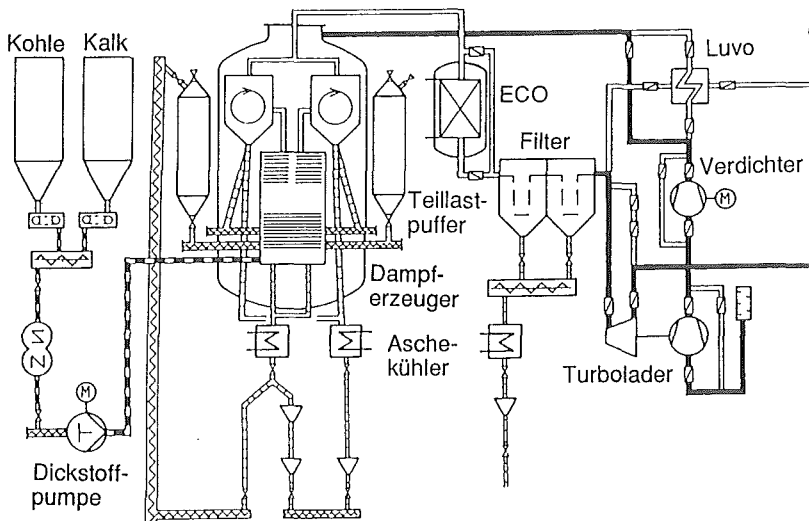


Abb. 2 Druckaufgeladener Wirbelschicht-Dampferzeuger des Heizkraftwerks der RWTH Aachen

Ziel dieses Vorhabens war nicht die Steigerung des Wirkungsgrads der Stromerzeugung, da dieser in erster Linie durch die vorgegebenen Dampfparameter des Hochschulnetzes festgelegt war, sondern vielmehr Entwicklungsbeiträge für einzelne Anlagenkomponenten der Druckwirbelschichttechnik, zum Beispiel zum Brennstoffeintrag mit Dickstoffpumpen, zum Teillastverhalten durch Betthöhen- oder Druckvariation oder zur Heißgasreinigung, und Forschungsbeiträge zu den Grundlagen der Kohledruckverbrennung, wie zum Beispiel zur NO_x - und SO_2 -Emission bzw. deren Reduktion /10, 11/ oder zur Wärmeübertragung an den Eintauchheizflächen /12/.

Das Konzept des turboaufgeladenen Wirbelschicht-Dampferzeuger ist wegen seines prinzipiell einfachen Aufbaus und seiner höheren Leistungsdichte interessant für einen Einsatz im Heizkraftwerkbetrieb. Der Stromerzeugungswirkungsgrad ist jedoch durch die niedrigen Gasturbineneintrittstemperaturen nicht nennenswert größer als der üblicher Heizkraftwerke. Aufgrund der inzwischen neu festgelegten Emissionsgrenzwerte für die Rauchgaskomponenten SO_2 , NO_x und vor allem CO hat diese Technik ihre Einsatzgrenze erreicht, wenn auf sekundäre Maßnahmen verzichtet werden soll. Die Anlage an der RWTH Aachen wurde deshalb 1992 außer Betrieb genommen.

Druckwirbelschichtanlagen mit thermischen Leistungen von 200 MW mit Gasturbineneintrittstemperaturen von etwa 850°C und Drücken von 16 bar wurden von der Firma ABB in Värtan, Schweden, in Escatron, Spanien, und in Tidd, USA, im Jahr 1991 in Betrieb genommen. Das Schaltschema dieser Anlagen ist am Beispiel der Anlage in Värtan in Abb. 3 gezeigt.

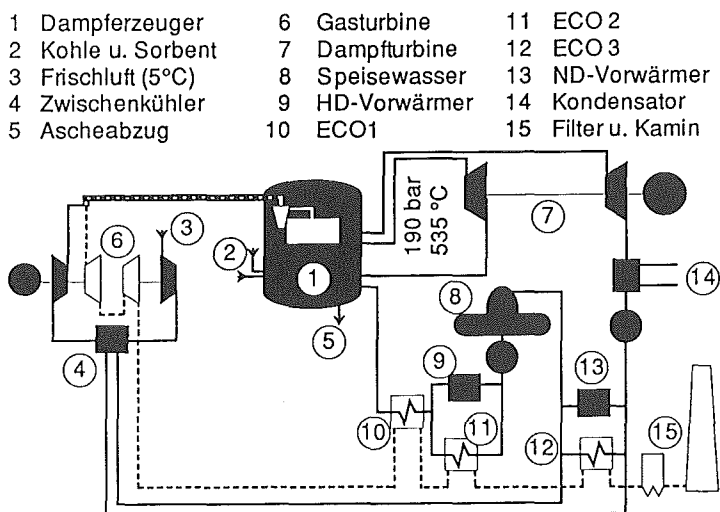


Abb. 3. Schaltschema der DSWS-Anlage in Värtan

Obwohl bisher noch wenig Betriebserfahrungen vorliegen bzw. veröffentlicht wurden, kann gesagt werden, daß diese DSWS-Anlagen die Erwartungen erfüllen. Die bei uns geltenden Emissionsgrenzwerte für SO_2 können durch eine Kalkzugabe im Molverhältnis von etwa $\text{Ca/S} = 2$ eingehalten werden. Die NO_x -Werte sind ohne Sekundärmaßnahmen, zum Beispiel durch SNCR-Verfahren mit Ammoniakzugabe, nicht einzuhalten. Über die N_2O Emissionen liegen noch keine Angaben vor, /13/.

In Japan wurde vor kurzem ein Auftrag einer DSWF-Anlage dieses Anlagentyps mit einer thermischen Leistung von 800 MW vergeben.

Die Verfahrensvariante mit druckaufgeladener zirkulierender Wirbelschicht (DZWS) wird von der Deutschen Babcock Energie (DBE), jetzt Lurgi, Lentjes, Babcock (LLB), von Steinmüller und von Ahlström, Finnland, verfolgt. Aufgrund einer sehr homogenen Temperaturverteilung im Feuerraum und der Möglichkeit eine Luftstufung zu realisieren, werden niedrigere NO_x - und CO- Emissionen vor allem im Teillastbetrieb erreicht. In Friedrichsfeld /14/ und in Karhula, Finnland, /15/ stehen Demonstrationsanlagen mit thermischen Leistungen von 15 bzw. 10 MW zur Verfügung. Eine erste Großanlage von Ahlström/Pyropower mit einer thermischen Leistung von 200 MW soll 1996 in Des Moines, Iowa, in Betrieb gehen.

4. Zukünftige Entwicklungen

Wie in Abb. 1 dargestellt, ist eine weitere deutliche Steigerung des Anlagenwirkungsgrads von Kombikraftwerken mit Druckwirbelschichtfeuerung nur dann zu erreichen, wenn die Temperatur der die Wirbelschicht verlassenden Rauchgase vor dem Eintritt in die Gasturbine durch eine Zusatzfeuerung auf Werte erhöht wird, die dem aktuellen Entwicklungsstand der Gasturbinen entsprechen.

Unabhängig von der Art der Zusatzfeuerung, entweder durch eine Erdgasfeuerung oder aber auch durch eine Feuerung mit Kohlegas einer vorgeschalteten Teilvergasung, ist eine effektive Reinigung der Rauchgase von Staub und Alkalimetallen für den Betrieb von Gasturbinen mit hohem Wirkungsgrad erforderlich. Während die Heißgasreinigung mit keramischen Filterelementen heute schon einen hohen Entwicklungsstand erreicht hat, müssen Verfahren zur Alkaliabscheidung noch weiter entwickelt werden.

In Abb. 4 ist ein von Mitsubishi Heavy Industries, Japan, vorgeschlagenes Schaltschema eines Kombikraftwerks gezeigt, in dem zur Temperaturerhöhung der Rauchgase eine kombinierte Kohlevergasungs- und Kohleverbrennungsanlage auf der Grundlage der Wirbelschichttechnik verwirklicht ist /16/.

- | | | | |
|------------------|----------|----------------|-------------------------------|
| 1 Vergaser | 4 Zyklon | 7 Brennkammer | 10 NH ₃ -Reduktion |
| 2 Entschwefelung | 5 Filter | 8 Verdichter | 11 Gasturbine |
| 3 WS-Feuerung | 6 Hopper | 9 Dampfturbine | 12 Abhitzekeessel |
| | | 13 Kamin | 14 Wärmeaustauscher |

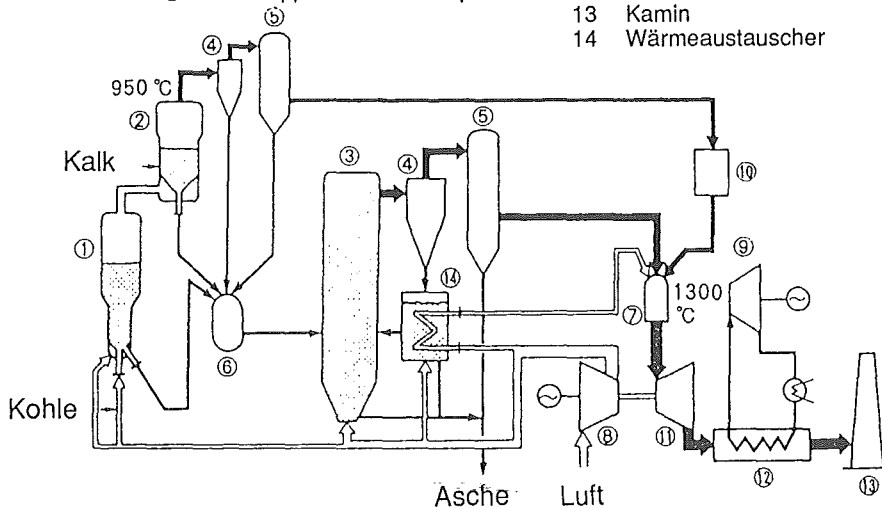


Abb. 4 Anlagenschema einer Druckwirbelschichtanlage der "zweiten Generation" nach einem Vorschlag der Mitsubishi Heavy Industries /16/

Andere Verfahrensvarianten, zu denen zur Zeit Voruntersuchungen an kritischen Anlagenkomponenten laufen, werden zur Zeit von Foster Wheeler und von British Coal verfolgt.

5. Zusammenfassung

Kohlegefeuerte Kraftwerke werden zukünftig als kombinierte Gas/Dampfturbinen-Kraftwerke mit hohen Stromerzeugungswirkungsgraden ausgeführt werden. Das Verfahren der Druckwirbelschichtverbrennung mit nachgeschalteter Heißgasreinigung und Rauchgasturbine wird dabei mit Verfahren mit einer vorgeschalteten Kohledruckvergasung oder mit einer Druckstaubfeuerung konkurrieren. Die Vorteile der Druckwirbelschichtverbrennung liegen dabei auf dem insgesamt einfacheren Verfahrensaufbau und damit wohl auch den geringeren Investitionskosten. Die langfristige Entwicklung wird davon abhängen, ob es gelingt, durch eine Nachverbrennung die Temperatur des von Staub und Schadgasen gereinigten Rauchgases soweit zu erhöhen, daß das Potential der zur Verfügung stehenden Gasturbinen ausgenützt werden kann.

6. Literatur

1. S. Kjaer, Kohlenstaubbefeuerte Kraftwerksblöcke mit fortgeschrittenem Wasser/Dampfprozeß, VGB Kraftwerkstechnik 70 (1990) 3, 201/208
2. NN: Esbjerg Sets Stage for Advanced Coal-fired Powerplant, Electric Power International (1992) Dez., 107/109
3. NN. Studie zum Kraftwerk Heßler der Veba Kraftwerke Ruhr AG, Gelsenkirchen, TMA-B, 20.02.1992
4. Petzel, H.K.: Betriebsbewährung und Perspektiven der Wirbelschichtfeuerung, VGB Kraftwerkstechnik 72 (1992) 1, 16/22
5. Kraemer, W., Pillai, K.: Verbesserte Hochleistungsversion eines kohlebefeuerten Kombi-Kraftwerkes mit Druckwirbelschichtfeuerung, BMFT/VGB -Tagung "Fortschrittliche Kohlekraftwerkstechnik und Heißgasreinigung", 2. Dez. 1987, Düsseldorf, 1/14
6. Marrocco, M., Hollback, J.E., Stogran, H.: Tidd PFBC Demonstration Plant Start-up, 11th International Conference on Fluidized Bed Combustion, 21. bis 24. Apr 1991, Montreal, Kanada, 801/803
7. Menéndez, E., Bencomo, V., Urrutia, E.: The ESCATRON Project, Developing the Pressurized Fluidized Bed Combustion, BMFT/VGB-Tagung "Fortschrittliche Kohlekraftwerkstechnologie und Heißgasreinigung", 2. Dez. 1987, Düsseldorf, 1/16
8. Pruschek, W., Renz, U., Weber, D.: Kohlekraftwerk der Zukunft - Stand der Entwicklung, Erprobung und Planung neuer Kohlekraftwerks-Technologien, Minister für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie NRW, Düsseldorf, 1991
9. Dibelius, G., Renz, U., Pitt, R., Reinartz, A., von der Kammer, G., Steven, H.: Konstruktion und Auslegung der druckaufgeladenen Wirbelschicht-Dampferzeugeranlage für das Heizkraftwerk der RWTH Aachen, Jahrbuch der Dampferzeugertechnik, 1985/86, 384/396, Vulkan Verlag Essen
10. BMFT-Vorhaben 032 1272 B "Druckaufgeladener Wirbelschichtdampferzeuger der RWTH Aachen", Abschlußbericht 1992
11. Verweyen, N., Reinartz, A., Renz, U.: Measurements and Modeling of SO₂ Emissions from a Pressurized Fluidized Bed Combustor, 11th International Conference on Fluidized Bed Combustion, 21. bis 24. April 1991, Montreal, Kanada, 1401/1406

12. Görmar, H, Renz, U. : Über den Strahlungswärmeübergang in blasenbildenden Wirbelschichten, Wärme- und Stoffübertragung 28 (1993), erscheint demnächst
13. Schemenau, W.: Druckwirbelschichtfeuerung- fortschrittliche Kohleverstromung mit Betriebserfahrung, BWK 49 (1993) 1/2, 23/27
14. Dehn, G., Meier, H., Möllenhoff, H., Rehwinkel, H., v. Wedel, G.: 15 MW_{th} PFBC Operating Experience with the Deutsche Babcock Pilot Plant and Outlook on Future Development, 11th International Conference on Fluidized Bed Combustion, 21. bis 24. April 1991, Montreal, Kanada, 345/362
15. Provol, S.J.: Ahlstrom Pyroflow Pressurized Circulating Fluidized Bed Technology: Technical Development Status and Preparation for Commercial Demonstration, 11th International Conference on Fluidized Bed Combustion, 21. bis 24. April 1991, Montreal, Kanada, 335/343
16. Nakashima, F., Sinada, O., Fujioka, Y., Tokuda, K., Ichinose, T.: Development of a Direct Coal Combustion System with Pressurized Beds for Gas Turbines, VGB Conference "Fluidized Bed Systems 1992", 02./03. September 1992, Essen

Konzepte zur Verminderung der Kohlendioxid-Emission und zur Kohlendioxid-Rückhaltung bei der Kohleverstromung

Rudolf Pruschek

1. Einleitung, Problemstellung

Die in den siebziger Jahren thematisierte Energieressourcen-Problematik ist in den achtziger Jahren von den Forderungen des Umweltschutzes verdrängt worden. Zur Erfüllung der gesetzlichen Vorschriften über die Begrenzung der Schadgasemissionen aus Kraftwerken haben die Elektrizitätsversorgungsunternehmen rund 25 Mrd DM für die Installation von Rauchgasreinigungsanlagen und andere Maßnahmen investiert. Die Stromerzeugungskosten wurden dadurch erhöht, aber der bestehende Kraftwerkspark konnte weitgehend erhalten und weiterbetrieben werden.

Weit schwerwiegendere Folgen sind aus der Umsetzung der Forderungen zur Minderung der CO₂-Emission zu erwarten, wenn die Ziele der Toronto-Resolution (CO₂-Emissionsminderung bis zum Jahre 2005 um 20 % des Wertes im Jahre 1987, bis 2050 auf die Hälfte) bei wachsender Bevölkerung (8 Mrd Menschen im Jahre 2030) und wachsendem Energiebedarf* erreicht werden sollen.

Ohne gravierende Änderungen der Energieversorgungsstrukturen, Umstellung auf C-freie Energieträger, Einführung neuartiger Energiewandlungs- und Antriebsverfahren und neuer Produktionsmethoden könnte das vorerwähnte Reduktionsziel nur durch eine Rückentwicklung der technischen Zivilisation mit unübersehbaren Folgen für die Menschheit erreicht werden.

2. Maßnahmen und Zielsetzungen

2.1. Lösungsansätze

Zur Begrenzung des beobachteten Anstiegs der Kohlendioxid-Konzentration in der Atmosphäre, der zum großen Teil auf die energiebedingte CO₂-Emission zurückgeführt wird und etwa zur Hälfte zum anthropogenen Treibhauseffekt beiträgt, lassen sich folgende Maßnahmen angeben:

* World Energy Council, Madrid 1992: derzeitiger Verbrauch 12 GtSKE, geschätzter Verbrauch im Jahre 2020 bei verstärktem Wirtschaftswachstum 24,7 GtSKE, im Referenzfall 19 GtSKE und bei einschneidenden Energieeinsparmaßnahmen 16,8 GtSKE

- a) Einschränkung der Nutzung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe durch Einsparung, d.h. durch effizientere Nutzung, Verringerung des Energiebedarfs und Verzicht auf Energiedienstleistungen
- b) Substitution der fossilen Brennstoffe durch C-arme bzw. C-freie Primärenergieträger oder durch nachwachsende Biomasse (im Gleichgewicht mit dem Verbrauch)
- c) Rückholung (Abscheidung) des emittierten CO₂ aus der Atmosphäre bei weiterer Nutzung fossiler Brennstoffe (Photosynthese, Aufforstung, Atmosphärenwäsche)
- d) Rückhaltung des fossilen Kohlenstoffs durch Abtrennung aus den fossilen Brennstoffen vor der energetischen Nutzung: Hydrocarb-Verfahren (schlechte Energieausnutzung der Brennstoffe, Kohlenstoffentsorgung erforderlich)
- e) Rückhaltung des durch Brennstoffoxidation erzeugten Kohlendioxids mittels CO₂-Abtrennung aus Brenn- oder Rauchgasen oder mittels sauerstoffgeblasener Vergasung und Verbrennung. Bei dieser Methode ist eine CO₂-Entsorgung erforderlich.

In den nachfolgenden Ausführungen werden die potentiellen CO₂-Emissionsminderungen durch Wirkungsgradsteigerungen und Verfahren zur CO₂-Rückhaltung in Kohlekraftwerken aufgezeigt.

2.2. Kurzfristige Zielsetzungen und Lenkungsinstrumente

Nach der von der Bundesregierung in Rio de Janeiro eingegangenen Verpflichtung soll die energiebedingte CO₂-Emission in der Bundesrepublik Deutschland bereits im Jahre 2005 um 25 bis 30 % geringer als im Jahr 1987 sein. Da im verbleibenden Zeitraum nicht mit der Einführung grundsätzlich neuer Techniken zu rechnen ist und über einen verstärkten Einsatz der Kernenergie kein Konsens besteht, müßte dieses Ziel im wesentlichen durch effizientere Energienutzung und Energieeinsparung erreicht werden.

Zur Durchsetzung des CO₂-Minderungsziels, zur Beschleunigung der Modernisierung und zur Einführung neuer energiesparender Technologien sieht der Bundesminister für Naturschutz, Umwelt und Reaktorsicherheit (BMU) auch die Anwendung von Lenkungsinstrumentarien vor (Energie-, CO₂-Steuern bzw. Abgaben). Diese Maßnahmen können aber ohne gravierende Störungen des Wirtschaftsprozesses nur in dem Maße erfolgreich sein, wie entsprechende Alternativen und Verbesserungspotentiale vorhanden sind, und wie sie auch tatsächlich Lenkungsfunction haben. Über die ausschöpfbaren Potentiale regenerativer Energien und die erzielbare Energieeinsparung gibt es unterschiedliche Meinungen. Die Aussagen hängen von der Beurteilung der technischen Realisierbarkeit, der Wirtschaftlichkeit und der politischen Durchsetzbarkeit ab. Werden die Möglichkeiten überschätzt, so führen Energiepreiserhöhungen oder CO₂-Steuern zu einer allgemeinen Verteuerung, zu verstärkter Inflation und zur Suche nach günstigeren In-

dustriestandorten! Die Lenkungsinstrumente sollten daher auf erreichbare technische Lösungen, nicht auf vermutete Potentiale ausgerichtet sein.

3. Kohlendioxid-Emissionsminderung durch Wirkungsgradsteigerung bei der Kohleverstromung

3.1. Rückblick und Stand der Technik

Im ersten Jahrzehnt dieses Jahrhunderts betrug der spezifische Brennstoffverbrauch eines mit Steinkohle befeuerten Dampfkraftwerks etwa 1 kg SKE/kWh [1]. Dies entspricht einem Nettowirkungsgrad von rund 12 %. Das jüngst in Betrieb genommene Steinkohlekraftwerk Staudinger (550 MW, Preußen Elektra) erreicht bei

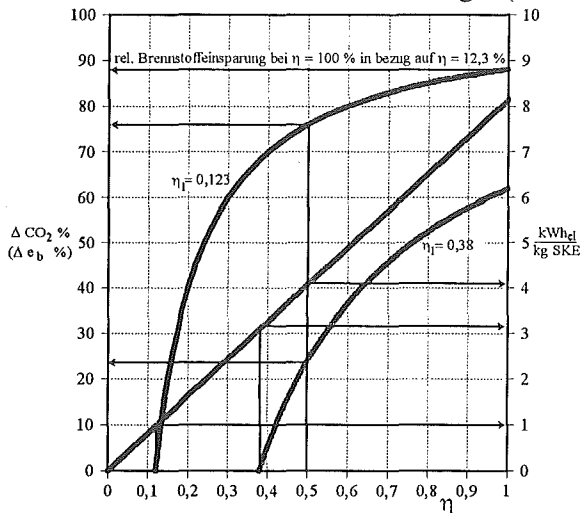


Abb. 1 CO₂-Emissionsminderung und Erhöhung der Stromerzeugung durch Wirkungsgraderhöhung

auf das Jahr 1987 zu beziehen. Der Durchschnitts-Jahresnutzungsgrad aller Steinkohlekraftwerke betrug in den ABL im Jahre 1987 36,4 %, der Jahresnutzungsgrad der Braunkohlekraftwerke 32,7. % [1], der Nennlast-Wirkungsgrad der damals in der öffentlichen Versorgung eingesetzten modernsten Steinkohlekraftwerksblöcke 38 bis 39 %.

In den folgenden Darstellungen wird die Brennstoffeinsparung bzw. CO₂-Emissionsminderung vereinfacht auf der Basis von Nennlast-Wirkungsgraden der im Jahre 1987 bestehenden Kraftwerke (38 %) und zukünftiger Kraftwerke berechnet. Die so ermittelten Werte sind daher als untere Richtwerte zu betrachten.

Nennlast einen gemessenen Wirkungsgrad von 43 % (0,286 kg SKE/kWh). Gegenüber der Stromerzeugung vor 80 Jahren beträgt die relative Brennstoffeinsparung 71 % (vergl. Abb. 1). Bei gleichem Brennstoff ist dies auch die erzielte relative CO₂-Emissionsminderung. Dies zeigt, daß Energie- und CO₂-Einsparungen auch ohne staatliche Lenkungsmaßnahmen durch technischen Fortschritt erreicht werden.

Die vom BMU geforderte CO₂-Emissionsminderung ist

3.2. Hochtemperatur - Dampfkraftwerke konventioneller Bauart

Neu entwickelte ferritische Stähle (P91, T91 [2], Cost Programm [3]) erlauben die wirtschaftliche Erzeugung und Verwendung von überkritischem Dampf mit Temperaturen von nahezu 600°C. Dadurch werden zukünftig auch in konventioneller Bauweise errichtete Steinkohlekraftwerke bei heute geltenden Rahmen- und Wirtschaftslichkeitsbedingungen Wirkungsgrade um 45 % erreichen. Im Vergleich zum Kohlekraftwerk des Jahres 1987 mit einem Nennlast-Wirkungsgrad von 38 % ergibt sich eine CO₂-Emissionsminderung von 15,6 %. Auch bei Braunkohlekraftwerken sind ähnliche Fortschritte durch Übergang zu überkritischen Dampfzuständen und Verwendung der neuen ferritischen Werkstoffe möglich und eingeplant (z.B. für die neuen 800 MW Braunkohle-Blöcke in den NBL [3]).

3.3. Kohle-Kombikraftwerke mit erdgasbefeuerter Gasturbine

Durch Vorschalten erdgasbefeuerter Gasturbinen könnte der Wirkungsgrad eines Hochtemperatur - Dampfkraftwerks auf über 50 % gesteigert werden [4]. Beim ersten Großkraftwerk dieser Bauart, dem Kraftwerk Werne (765 MW, VEW, allerdings mit unterkritischem Frischdampfzustand), betrug das Verhältnis von Gasturbinen- zu Dampfturbinenleistung 1:5,8. Legt man diese Leistungsaufteilung auch einem HT-Dampfkraftwerk mit Erdgas/Kohle-Brennstoff und einem Nettowirkungsgrad der Gesamtanlage von 50 % zugrunde, so ergibt sich infolge der geringeren spezifischen CO₂-Emission bei der Verbrennung des anteiligen Erdgases gegenüber dem Kohlekraftwerk mit 38 % Wirkungsgrad eine relative CO₂-Emissionsminderung von 32 %, während die auf den Heizwert bezogene Brennstoffeinsparung 24 % beträgt.

3.4. Kohle-Kombikraftwerke

Das Erdgas-GUD* -Kraftwerk setzt Maßstäbe für die derzeit mit thermischen Kraftwerken erreichbaren Wirkungsgrade und erzielbare Minimierung der Schadgas- und CO₂-Emission (52 % Wirkungsgrad, relative CO₂-Emissionsminderung in bezug auf das Kohlekraftwerk 1987 ca. 56 %). Es ist daher naheliegend, die thermodynamischen Vorteile der Kombination von Gas- und Dampfturbine auch für ausschließlich mit Kohle befeuerte Kraftwerke zu nutzen.

Aus Kohle lassen sich auf drei Arten gasturbinenverträgliche Arbeitsmittel erzeugen, nämlich mittels

*GUD, Markenzeichen der Fa. Siemens AG für einen Gas-/Dampfturbinen-Abhitzeprozess ohne nachgefeuerten Dampferzeuger. (Wird im Rahmen dieser Arbeit als allgemeine Abkürzung für Gas-/Dampfturbinen Kombi-Prozesse verwendet.).

- Druckstaubfeuerung mit Heißgasreinigung oberhalb der Gasturbineneintrittstemperatur bzw. bei Temperaturen oberhalb des Aschefließpunktes (etwa um 1400°C) [5]
- Druckwirbelschichtfeuerung mit Heißgasreinigung bei etwa 850°C [4]
- Kohledruckvergasung mit Naßgaswäsche bei etwa 40°C, die evt. durch eine noch zu entwickelnde Heißgasreinigung (400°C) ersetzt werden könnte [6, 1].

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf Kombikraftwerke mit integrierter Kohledruckvergasung.

Diese Variante weist folgende Vorteile auf:

- Kohle kann in GUD-Kraftwerken genutzt werden, die hinsichtlich Auslegung und Kraftwerkskomponenten den erprobten erdgasbefeuerten Anlagen entsprechen. Somit sind potentiell hohe Anlagenwirkungsgrade zu erreichen.
- Die Entwicklung der Gasturbine zu höheren Eintrittstemperaturen läßt sich für die Verbesserung des Gesamtanlagenwirkungsgrades nutzen.
- Die Reinigung der Rauchgase von Schadgasen und Stäuben kann sehr weit getrieben werden, der Schwefel fällt in elementarer Form an; bei Flugstromverfahren erhält man Verbrennungsrückstände in Form verwertbarer Schlacke.
- Falls eine CO₂-Rückhaltung geboten sein sollte, so ist dies durch Abtrennung des Kohlendioxids aus dem unter Druck stehenden Kohlegas mit erprobten physikalischen Wäschen und vertretbarem Energieaufwand möglich.

Einige kennzeichnende Daten der aktuellen Bau- und Planungsprojekte sind in Tab. 1 aufgeführt. Danach kommt man den in der Studie "Kohlekraftwerk der Zukunft" [1] für ausgereifte Anlagen genannten Wirkungsgraden bereits sehr nahe.

Die Weiterentwicklung der Gasturbine zu höheren Eintrittstemperaturen oder die Anwendung der Zwischenerhitzung führt zu Gasturbinen-Austrittstemperaturen, die eine Anhebung der Frischdampf Temperatur auf z.B. 590°C erlauben und damit

	Buggenum Niederlande	Puertollano Spanien	Goldenberg- Werk Deutschland
Brennstoff	Steinkohle	Rohkohle/ Petrokoks	Braunkohle
Netto- leistung	253 MW	300 MW	300 MW
Netto- wirkungsgrad	43 %	45 %	45 %
geplante Inbetrieb- setzung	1993 (Bau begonnen)	1995 (Bau begonnen)	1997 (in der Planung)

Tab.1 Demonstrationsanlagen für GUD-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung

die Vorteile der neuen ferritischen Werkstoffe zur Geltung bringen. Bei heute üblichen Druckverhältnissen von $\pi = 16$ wäre dazu eine ISO-Gasturbinen-Eintrittstemperatur von 1220°C erforderlich, um die Dampfüberhitzung auf 590°C zu ermöglichen. Der dann erreichbare Wirkungsgrad für den verbesserten Kohle-Kombiprozeß mit integrierter Kohlevergasung errechnet sich zu 49,6 %.

Im Vergleich zum Kohlekraftwerk des Jahres 1987 mit 38 % Wirkungsgrad ließe sich damit eine CO₂-Reduktion um 23,4 % erzielen.

Selbst diese fortgeschrittenen Kohlekraftwerke erfüllen nicht die in der Toronto Resolution für das nächste Jahrhundert geforderten Emissionsminderungen. Ohne CO₂-Rückhaltung könnten dann Kohlekraftwerke nicht mehr betrieben werden.

4. Kohle-Kombikraftwerke mit integrierter Kohlevergasung und CO₂-Rückhaltung

4.1. Verfahren zur CO₂-Abtrennung im Kohlekraftwerk

	atmosphärische Rauchgase			druckaufgeladene Verbrennungsgase		Luftzerlegung
	chemische CO ₂ -Wäsche	Desublimation von CO ₂	elektrochemische CO ₂ -Abtrennung	physikalisch/chemische CO ₂ -Wäsche	Membran	O ₂ -Verbrennung, CO ₂ -Rezyklisierung
konventionelles Kohlekraftwerk	- +	- +	- -			- +
Kombikraftwerk mit DWSF	- +	- +	- -			+ -
Kombikraftwerk mit DKSF	- +	- +	- -			+ -
IGCC	- +	- +	- -			+ -
IGCC mit CO-Shift				++	+-	
- hoher Energieverbrauch + akzeptabler Energieverbrauch			- Verfahrensschritte noch zu entwickeln + Verfahrensschritte im Prinzip bekannt			

Die Tab. 2 enthält eine Übersicht über mögliche Verfahren, die zur CO₂-Abtrennung in Kohlekraftwerken angewendet werden könnten. Am aussichtsreichsten erscheint die CO₂-Abtrennung aus einem unter Druck stehenden Kohlegas einer Kohlevergasung in einem Kraftwerksprozeß, der einen hohen Kraftwerkswirkungsgrad aufweist.

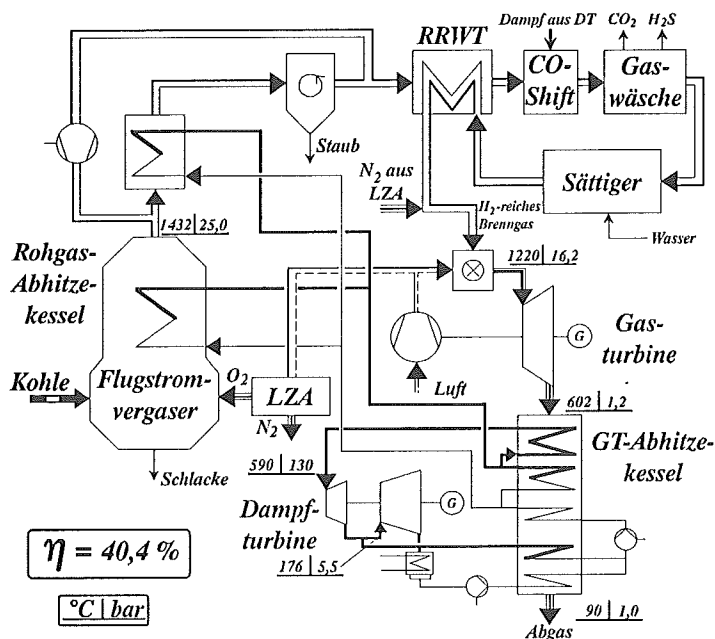
Tab. 2 Verfahren zur CO₂-Abtrennung aus Kohlekraftwerken

Die CO₂-Abtrennung kann dann durch physikalische Wäschen oder durch Membran-Verfahren erfolgen. Eine weitere Verfahrensvariante ist die sauerstoffgeblasene Vergasung und Verbrennung mit CO₂-Rezyklisierung.

4.2. Kohle-Kombikraftwerk mit CO-Konvertierung und CO₂-Wäsche

Das Kohle-Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung, Konvertierung des Kohlenmoxids zu Wasserstoff (Wassergas-Shift-Reaktion) und physikalisch/chemischer CO₂-Wäsche stellt die bisher interessanteste Variante dar, da die hierfür erforderlichen Kraftwerkskomponenten und Gastrennverfahren z.T. erprobt oder in anderen Einsatzbereichen bereits zur Anwendung gekommen sind.

Das Prozeßschema für ein solches Kohle-Kombikraftwerk mit CO₂-Rückhaltung zeigt Abb. 2. Der Berechnung der Energie- und Exergieströme (Abb. 3) liegt die heute noch nicht realisierte Gasturbinen-Eintrittstemperatur von 1220°C und der Wirkungsgrad von 49,6 % des in Abschnitt 3.4 beschriebenen verbesserten Basisprozesses zugrunde. Dieser Gesamtwirkungsgrad reduziert sich durch CO₂-Ab-



(Gasturbinen-Eintrittstemperatur = 1220°C)

Abb. 2 Schaltschema eines Kohle-Kombikraftwerks mit CO₂-Rückhaltung, CO-Konvertierung

trennung und Ausschleusung im gasförmigen Zustand auf 40,4 %, bei Ausschleusung im flüssigen Zustand auf 37,3 % und bei einer Trockeneis-Ausschleusung auf 35,6 %. Hierbei ist anzumerken, daß das in die Rechnung eingesetzte Druckverhältnis für den Gasturbinenprozeß von $\pi = 16$ noch unterhalb des optimalen Druckverhältnisses liegt.

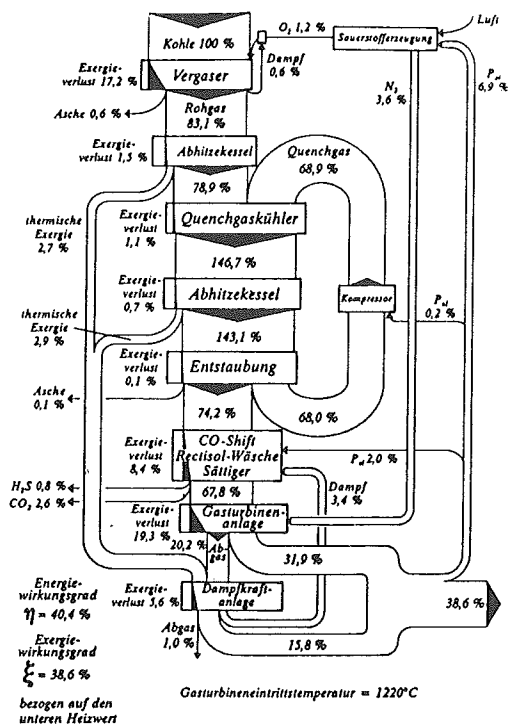


Abb. 3 Exergieflußbild für das Kohle-Kombikraftwerk mit CO₂-Rückhaltung, CO-Konvertierung

4.3. Kohle-Kombikraftwerk mit CO₂-Rezyklierung, sauerstoffgeblasener Vergasung und Verbrennung

Bei diesem Konzept liegt der Aufwand für die CO₂-Abtrennung in der vorgelagerten Luftzerlegung [7]. Im Vergleich zu den mit Erdgas befeuerten Anlagen ist für die mit CO₂ beaufschlagten Gasturbinen ein höheres Druckverhältnis ($\pi = 30$) erforderlich. Dagegen reicht die heute angewendete Gasturbinen-Eintrittstemperatur von 1150°C aus, um Frischdampf vom 590°C zu erzeugen.

5. Kosten der CO₂-Emissionsvermeidung

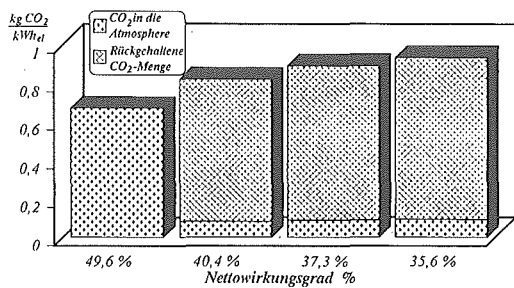
Bis zur Gleichheit der Stromgestehungskosten alternativer Anlagen mit unterschiedlichen Wirkungsgraden ist die durch den technischen Fortschritt erzielbare CO₂-Minderung kostenlos. Unter dieser Bedingung könnte der spezifische Anlagenpreis für das Kohle-Kombikraftwerk rund 2600 DM/kW_e betragen, wenn es einen Wirkungsgrad von 49,6 % aufweist (Bezug: konventionelles Kohlekraftwerk 2300 DM/kW, 40 % Wirkungsgrad, Importkohle 100 DM/t).

Weitere signifikante CO₂-Emissionsminderung können von Kohlekraftwerken durch Wirkungsgradsteigerung nicht mehr kostenlos bewältigt werden. Die erforderlichen Mehrinvestitionen für die CO₂-Rückhaltung und -Ausschleusung und die erhöhten Kosten des Eigenbedarfs werden in Abhängigkeit vom Aggregatzustand des CO₂ wie folgt berücksichtigt:

- CO₂-Ausschleusung im gasförmigen Zustand bei Atmosphärendruck: Zusatzinvestition 30 %, berechneter Nettowirkungsgrad 40,4 %
- CO₂-Ausschleusung im flüssigen Zustand: Zusatzinvestition 50 %, berechneter Nettowirkungsgrad 37,3 %
- CO₂-Ausschleusung in Form von Trockeneis, Zusatzinvestition 60 %, berechneter Nettowirkungsgrad 35,6 %.

Die Abb. 4 zeigt die CO₂-Emission je kWh elektrischer Arbeit und den Anteil der zurückgehaltenen CO₂-Menge. Dabei wurde für die eingesetzte Kohle ein mittlerer spezifischer CO₂-Emissionskoeffizient von 0,333 kg CO₂/kWh_{th} zugrunde gelegt. Abhängig vom CO₂-Aggregatzustand bei der Ausschleusung muß mit abnehmendem Wirkungsgrad relativ mehr Kohle eingesetzt werden. Unterstellt man, daß 10 % des Kohlendioxids auch bei den Kohle-Kombikraftwerken mit CO₂-Rückhaltung infolge unvollständiger Abtrennung mit dem Rauchgas in die Atmosphäre gelangen, so sinkt mit abnehmendem Nettowirkungsgrad auch die je kWh_e zurückgehaltene CO₂-Menge. Unter Berücksichtigung dieser Zusammenhänge ergeben sich nach den im Anlagenbau üblichen Wirtschaftlichkeitsrechnungen für Importkohle je nach Variante CO₂-Emissionsvermeidungskosten von 41 DM/t CO₂ bis 112 DM/t CO₂ bei 8000 h Ausnutzungsdauer.

Hinzu kommen noch die Kosten der Entsorgung. Bondor [8] veranschlagt z.B. für den Pipelinetransport von flüssigem Kohlendioxid rund 7 DM/t und 100 km Entfernung. Die Stromerzeugungs-Mehrkosten betragen dann bei einer Ausnutzungs-



Nettowirkungsgrad	%	49,6	40,4	37,3	35,6
Zurückgehaltene CO ₂ -Menge	kg CO ₂ kWh _{el}	0	0,589	0,582	0,578
C-Einsatz (bezogen auf IGCC ohne CO ₂ -Ausschlusung)	%	100	123	133	139
Kosten der CO ₂ -Emissionsvermeidung					
$\frac{DM}{tCO_2}$ 8000 h/a	Importkohle	/	41	66	80
	Ruhrkohle	/	59	92	112

dauer von 8000 h/a einschließlich 500 km Pipelinetransport mindestens 5 Pf/kWh, bei üblichen Ausnutzungsdauern eher 7 Pf/kWh. Es ist festzustellen, daß die Stromgestehungskosten dann immer noch deutlich unter den Kosten für Solarstrom liegen.

Abb. 4 CO₂-Emission, CO₂-Rückhaltung und Kosten der CO₂-Emissionsvermeidung

6. Kohlendioxid-Entsorgung

6.1. Kohlendioxid-Deponierung

Für die langfristige Speicherung des aus technischen Prozessen abgetrennten bzw. ausgeschleusten Kohlendioxids kommen ausgebeutete Erdgasfelder, Aquifere und andere Hohlräume sowie die Tiefsee in Betracht. Seifritz [9] hat eine weitere interessante Variante für eine zeitlich begrenzte Speicherung von CO₂ in Form von Trockeneis (CO₂-Repositoryum) vorgeschlagen. Die größte potentielle CO₂-Senke stellen die Weltmeere dar. Über die ökologische Unbedenklichkeit und die Kosten der CO₂-Entsorgung in der Tiefsee liegen jedoch noch keine abschließenden Untersuchungen vor.

6.2. Kohlendioxid-Nutzung

6.2.1. Konventionelle Nutzung

Kohlendioxid findet in verschiedenen industriellen Prozessen Verwendung. Dabei lassen sich Verfahren mit direkter CO₂-Nutzung und solche mit chemischer Umwandlung unterscheiden.

Im ersten Fall wird das Kohlendioxid am Ende des Prozesses wieder an die Atmosphäre abgegeben, im zweiten Fall wird es eine Zeitlang von der Atmosphäre ferngehalten. Für Stoffsynthesen werden gegenwärtig weltweit etwa 90, für die direkte Nutzung etwa 10 Mio t CO₂/a eingesetzt.

Lediglich neue Werkstoffe auf Polycarbonat-Basis könnten CO_2 (bzw. Kohlenstoff) längerfristig der Biosphäre entziehen. Die potentielle CO_2 -Minderung wird auf einige 100 Mio. t CO_2/a geschätzt, wenn solche Werkstoffe in größerem Umfang zum Einsatz kämen.

6.2.2 Synthetische Brennstoffe

Eine weitere Möglichkeit der CO_2 -Nutzung besteht in der Herstellung synthetischer Treibstoffe unter Einsatz von Wasserstoff. Dabei ist von großer Bedeutung, mit welchem Energie- und Kostenaufwand der Wasserstoff CO_2 -frei aus Wasser gewonnen werden kann. Das aus dem fossilen Brennstoff stammende C-Atom wird einmal als Primärenergieträger zur Stromerzeugung in einem Kohle-Kombikraftwerk und danach als Sekundärenergieträger in Form von Methanol (oder Benzin) genutzt.

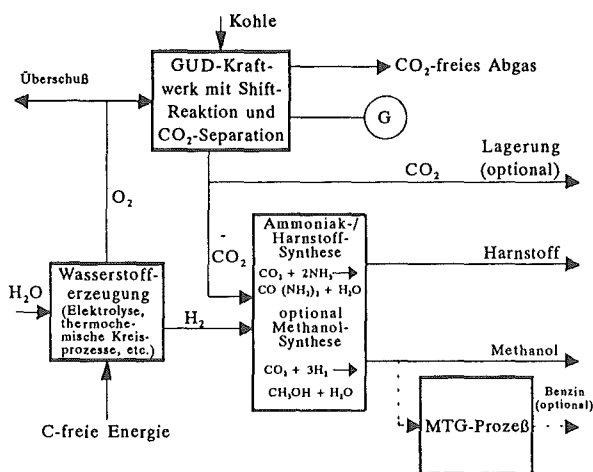


Abb. 5 Verbund von Elektrolyseanlage, GUD-Kraftwerk und CO_2 -Einbindung in Methanol bzw. Benzin

Die Abb. 5 zeigt ein vereinfachtes Fließbild einer solchen Koproduktion, bestehend aus Wasserstoffgewinnungsanlage, Kohle-Kombikraftwerk mit integrierter Kohlevergasung, CO_2 -Ausschleusung und Methanolsynthese. Bei Ersatz des gesamten Treibstoffeinsatzes im Verkehrssektor durch der ABL ließe sich die CO_2 -Emission um ca. 19 % senken. Alle Stoffsynthesen mit CO_2 benötigen eine zusätzliche CO_2 -freie Energiequelle. Erzeugt man den Wasserstoff durch Elektrolyse, so ist der Bedarf an elektrischer Energie größer als die elektrische Arbeit,

die bei der Verbrennung im Kohlekraftwerk gewonnen wird. Produziert man den für die Methanolsynthese erforderlichen Wasserstoff aus Erdgas mittels autothermer Dampf-Reformierung [10], so entfällt zwar der elektrische Energiebedarf, es wird dann aber kein CO_2 eingespart. Weitere Verfahrensvarianten sind die Wasserstoffherstellung mittels thermochemischer Wasserspaltung oder allothermer Erdgas-Reformierung. Die hierfür erforderlichen Komponenten wurden im Rahmen der Projekte "Prototypenanlagen für Nukleare Prozeßwärme" (PNP) und "Nukleare Fernenergie" (NFL) bereits im Pilotmaßstab erprobt.

7. Zusammenfassung

Neue ferritische Werkstoffe ermöglichen die Erzeugung von überkritischem Dampf hoher Temperatur (bis 600°C), wodurch eine wirtschaftliche Stromerzeugung in konventionellen Kohlekraftwerken mit Wirkungsgraden um 45 % möglich sein wird. Bei Kohle-Kombikraftwerken mit integrierter Kohlevergasung lassen sich die Eigenschaften dieser ferritischen Werkstoffe erst dann zur Wirkungsgradverbesserung ausnutzen, wenn Gasturbinen mit noch höherer Eintrittstemperatur ($> 1150^{\circ}\text{C}$) einsetzbar sind.

Es erscheint möglich, daß durch die aufgezeigte Weiterentwicklung der Wirkungsgrad des Kohle-Kombikraftwerks mit integrierter Kohlevergasung bis auf fast 50 % angehoben werden kann und eine kostenlose CO_2 -Emissionsminderung von etwa 23 % im Vergleich zu einem Kohlekraftwerk mit 38 % Wirkungsgrad (und bis zu 27 % bei Bezug auf den Jahresnutzungsgrad heute eingesetzter Steinkohlekraftwerke) erreichbar ist.

Weitere CO_2 -Emissionsminderungen ohne Erhöhung der Stromgestehungskosten sind bei Kohlekraftwerken aus heutiger Sicht nicht vorstellbar. Drastische CO_2 -Emissionsminderungen lassen sich durch CO_2 -Rückhaltung erreichen. Die durch CO_2 -Rückhaltung und -Entsorgung verursachten Kosten führen zu einer Verteuerung, die in Relation zu anderen Möglichkeiten der CO_2 -freien Stromerzeugung im nächsten Jahrhundert gesehen werden muß. Die Deponierung des aus Kohlekraftwerken ausgeschleusten Kohlendioxids ist noch nicht abschließend geklärt. Für die technisch durchführbare Aufarbeitung von CO_2 zu synthetischen Treibstoffen ist eine CO_2 -freie Energiequelle erforderlich.

8. Literatur

- [1] Pruscek, R.; Renz, U.; Weber, E.: Kohlekraftwerk der Zukunft, Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes NRW, März 1990.
- [2] Bendick, W.; Haarmann, K.; Wellnitz, G.; Zschau, M.: Eigenschaften der 9- bis 12-%-Chromstähle und ihr Verhalten unter Zeitstandbeanspruchung, VGB-Kraftwerkstechnik 73 (1993), Heft 1, S. 77 - 84.
- [3] "Run auf die Rekorde", Energiespektrum (1992) 10, S. 22 - 30.
- [4] Kotschenreuther, H.; Häuser U.; Weirich P.-H.: Zukünftige wirtschaftliche Kohleverstromung, VGB-Kraftwerkstechnik 73 (1993), Heft 1, S. 22 - 28.
- [5] Weber, E.; Pavone, D.; Hübner, K.: Entwicklungsergebnisse bei der Druckkohlenstaubfeuerung, VGB-Konferenz "Forschung in der Kraftwerkstechnik 1993", Essen, 24./25. Februar 1993.

- [6] Müller, R.⁺; Schiffers, U.; Baumgärtl, G.: Kombikraftwerk mit Kohlevergasung, VGB-Kraftwerkstechnik 72 (1992), Heft 5, S. 413 - 419.
- [7] Wessel, R.: Thermodynamische Analyse kombinierter Gas-Dampf-Kraftwerke mit integrierter Kohlevergasung, Fortschrittberichte VDI, Reihe 6: Energieerzeugung Nr. 240, VDI-Verlag, Düsseldorf 1990.
- [8] Bondor, P.L.: Applications of carbon dioxide in enhanced oil recovery, Proceedings of the first international conference on carbon dioxide removal, Pergamon Press, 1992
- [9] Seifritz, W.: Kohlendioxidentsorgung fossiler Energiesysteme, Referat und Diskussion der 52. Sitzung der Studiengruppe Energieperspektiven, Baden, 14. Mai 1992
- [10] Pechtl, P.A.: CO₂-Emissionsminderung, Erdöl und Kohle - Erdgas, Bd. 44, Heft 4, April 1991.

KoBra-Demonstrationsanlage Kombikraftwerk mit integrierter HTW-Braunkohlevergasung

Rainer Wischnewski Klaus Schippers

1. Einleitung

Nach Abschluß der zur Zeit in den neuen Bundesländern laufenden Anpassung wird die deutsche Braunkohle etwa ein Drittel des deutschen Strombedarfes decken. Damit ist Braunkohle ein besonders wichtiger heimischer und international konkurrenzfähiger Energieträger.

Die Braunkohlenkraftwerke der RWE Energie AG im rheinischen Revier besitzen eine Leistung von insgesamt 9.300 MW. Sie sind zwischen 1958 und 1976 in Betrieb gegangen. Vor einigen Jahren wurden mit einem Aufwand von über 5 Milliarden DM Einrichtungen zur Entschwefelung und Entstickung nachgerüstet, so daß eine umweltfreundliche, wirtschaftliche und sichere Stromerzeugung bis ins nächste Jahrhundert gewährleistet ist.

Die nächste Generation von Braunkohlekraftwerken muß unter Wahrung der Wirtschaftlichkeit auf einem offenen europäischen Energiemarkt nicht nur die klassischen Umweltschutzanforderungen (bzgl. SO_2 , NO_x , Staub) weiter reduzieren, sondern vor dem Hintergrund der weltweiten Klimadiskussion auch die CO_2 -Emission deutlich reduzieren. Die einzigen praktikablen Möglichkeiten hierfür liegen in einer deutlichen Steigerung des Anlagenwirkungsgrades oder in Fällen, wo dies von der Bedarfssituation her möglich ist, in einer Ausweitung der Kraft-Wärme-Kopplung.

Obwohl auch für klassische Braunkohlenkraftwerke durch verschiedene Maßnahmen wie z.B. Übergang auf überkritische Dampfparameter, Verringerung der Auslaßverluste durch größere Niederdruckdampfturbinen usw. noch ein Potential für Wirkungsgradverbesserung von z.Zt. 36 % auf ca. 40 - 41 % besteht, ist die erforderliche durchgreifende Steigerung des Wirkungsgrades auf Werte von ca. 46 % nur durch den Übergang auf kombinierte Gas- und Dampfturbinenprozesse zu erreichen. Für den Festbrennstoff Braunkohle bedeutet dies eine in den Kraftwerksprozeß integrierte Vergasung.

Das Gas- und Dampfturbinen-Kombikraftwerk mit integrierter Braunkohlevergasung (KoBra) ist ein Vertreter dieser neuen Kraftwerkslinie.

Das zum Einsatz kommende Hoch-Temperatur-Winkler(HTW)-Verfahren ist eine Rheinbraun-Weiterentwicklung der bei Umgebungsdruck arbeitenden Winkler-Vergasung. Meilensteine dieser Entwicklung sind die HTW-Demonstrationsanlage in Berrenrath, in der seit 1986 ca. 30 t Trockenbraunkohle/h bei 10 bar mit Sauerstoff zu Synthesegas für die Methanolproduktion umgewandelt werden und die HTW-Druckvergasung in Wesseling, die von 1989 bis 1992 bei Drücken bis 25 bar betrieben wurde /1/.

2. Entwicklung des KoBra-Konzeptes

Aufgrund der Ergebnisse vorlaufender Untersuchungen /2/ haben sich RWE Energie AG und die Rheinbraun AG für KoBra als vorrangig zu verfolgendes Konzept entschieden.

Das KoBra-Konzept weist folgende Hauptmerkmale aus:

- hoher Wirkungsgrad durch einen kombinierten Gas- und Dampfturbinenprozeß mit ungefeuerten Abhitzekeßel
- Vergasung der auf 12 % Restfeuchte vorgetrockneten Einsatzkohle nach dem HTW-Verfahren
- thermodynamisch günstige Kohletrocknung nach dem von Rheinbraun entwickelten WTA-Verfahren /3/ (WTA = Wirbelschicht-Trocknung mit interner Abwärmenutzung)
- thermodynamisch optimale Einbindung der Wärme aus der Abkühlung des Brenn- und Rauchgases in den Dampfprozeß
- effektive Reinigung des kleinen Brenngasstromes unter Druck und dadurch Vermeidung einer großen Rauchgasreinigung
- Nutzung der Heizwerte des Bodenproduktes und des über Kopf des Vergasers ausgetragenen Trockenstaubes durch Verbrennung in einem Wirbelschichtkeßel.

In den Vorstudien hatte sich gezeigt, daß die Gasturbine als Hauptmaschine des Kraftwerkes auslegungsbestimmend für das ganze Kraftwerk und damit auch für die Leistung der Vergasung ist. Erst nach der Entscheidung für das Modell V 94.3 - einer modernen Hochtemperatur-Gasturbine der 200 MW-Klasse der Fa. Siemens - konnte daher die Basisplanung im August 1990 beginnen. Als Standort ist das Kraftwerk Goldenberg in Hürth bei Köln vorgesehen.

Rheinische Braunkohle läßt sich sowohl mit Sauerstoff/Dampf als auch mit Luft zu einem Brenngas umsetzen. Zur Ermittlung der erforderlichen Planungsdaten war 1989 in Wesseling die HTW-Druckvergasung in Betrieb genommen worden. Da

aus dieser Pilotanlage zunächst nur ausreichende Kenntnisse für die Planung der Sauerstoff/Dampf-Vergasung vorlagen, wurde die Basisplanung der KoBra-Demonstrationsanlage für diese Variante begonnen. Parallel wurden in og. Pilotanlage die Planungsdaten für die Luftvergasung ermittelt, mit denen anschließend auch die Basisplanung für die Luftvariante nachgeholt wurde. Beide Varianten wurden, mit der für ein Genehmigungsverfahren erforderlichen Tiefe bearbeitet, um eine sichere Basis zu erhalten, da letztendlich die weitreichende Entscheidung für eine neue Kraftwerksgeneration zu fällen war.

Ende 1991 wurde aufbauend auf den Ergebnissen dieser Basisplanungen, den Betriebsergebnissen der HTW-Druckvergasung Wesseling sowie zusätzlicher Planungsstudien für Großanlagen die Entscheidung für Luft als Vergasungsmittel getroffen. Wesentliche Gründe hierfür waren:

- eine deutlich einfachere Betriebsführung für die Vergasung
- Vorteile bei den spezifischen Invest- und Betriebskosten
- ein etwas höherer Gesamtwirkungsgrad.

Zum gleichen Zeitpunkt wurde aus Kostengründen das bis dahin verfolgte Konzept eines zweisträngigen Aufbaues im Bereich Kohletrocknung und Vergasung ($2 \times 65 \%$) aufgegeben. Dieses war hauptsächlich gewählt worden, um die Entwicklungsrisiken zu staffeln und um unterschiedliche Konzepte für bestimmte Anlagenteile mit hohem Innovationsgrad erproben zu können. Als Beispiele seien Komponenten wie Rohgaskühler oder das Warmgasfilter (trockene Entstaubung) aufgeführt. Es zeigte sich, daß ein einsträngiges Konzept und damit die Zuordnung eines großen Vergasers zu einer großen Gasturbine eine für die Wirtschaftlichkeit wesentliche Voraussetzung ist. Aus diesem Grunde wurde bis zum Frühjahr 1992 ein neues, einsträngiges Anlagenkonzept unter Beibehaltung der 200 MW-Gasturbine erstellt. Es entspricht bereits dem Modul einer späteren Großanlage.

Diese Vorgehensweise bedeutet, daß die mit dieser neuen Kraftwerkstechnik verbundenen technischen und wirtschaftlichen Risiken weitestgehend auf die Demonstrationsanlage verlagert werden, um den nachfolgenden Schritt zur Großanlage risikoarm zu gestalten. Zur Abmilderung der hierzu erforderlichen Steigerung der Vergasereinheitsleistung wird die Anlage in mehreren Leistungsstufen in Betrieb genommen.

Die wesentlichen Erprobungsziele bzw. Anforderungen an die KoBra-Demonstrationsanlage sind:

- Steigerung der Einheitsleistungen für Trockner, Vergasung usw.
- Erprobung neuartiger Verfahren und ihre Integration in einen Kraftwerksprozeß

- Nachweis der erforderlichen Betriebseigenschaften (Verfügbarkeit, Lastgradienten, Frequenzregelung)
- Nachweis des erwarteten Wirkungsgrades und Emissionsminderungspotentials
- Absicherung der wirtschaftlichen Bewertung.

3. Aufbau der KoBra-Demonstrationsanlage und wesentliche Auslegungsdaten

Ein vereinfachtes Blockfließbild der KoBra-Demonstrationsanlage ist in Abb. 1 dargestellt. Vor der Vergasung ist eine Kohletrocknung notwendig, für die ein von Rheinbraun weiterentwickeltes, thermodynamisch günstiges Dampfwirbelschicht-Trocknungsverfahren zum Einsatz kommen soll. Dieses Trocknungsverfahren bewirkt für das Kombikraftwerk gegenüber einer konventionellen Trocknung eine Wirkungsgradsteigerung von ca. 2 %-Punkten und trägt somit wesentlich zur Gesamtwirkungsgradverbesserung bei.

Das Kernstück der KoBra-Demonstrationsanlage bildet die Hochtemperatur-Winkler (HTW)-Vergasung. Der Vergaser der KoBra-Demoanlage setzt rd. 160 t/h Trockenbraunkohle (TBK) bei einem Druck von 27 bar um.

Die Entstaubung des Rohgases ist wahlweise mittels Multizyklon oder Warmfilter bei rd. 270 °C vorgesehen. Das Warmfilter ist eine Trockenentstaubung, bei der das Rohgas mittels keramischer Filterkerzen nahezu vollständig entstaubt wird. Es wurde an der HTW-Druckvergasung in Wesseling mit 90 Kerzen erprobt. Um den Extrapolationsschritt zur KoBra-Demonstrationsanlage (ca. 2.500 Kerzen) tolerierbar zu gestalten, wird kurzfristig an der HTW-Demonstrationsanlage Berrenrath ein Filter mit ca. 600 Kerzen in Betrieb genommen. Die anschließende Wasserwäsche übernimmt die Restentstaubung und die Auswaschung wasserlöslicher Bestandteile aus dem Kohlegas.

Bei der Entschwefelung kommen Verfahren zum Einsatz, die bisher lediglich bei der Erdgasentschwefelung aber noch nicht für Kohlegas und auch noch nicht unter Kraftwerksbedingungen erprobt sind.

Das gereinigte und entschwefelte Brenngas wird der Brennkammer der Gasturbine zugeführt. Zur Dampferzeugung wird sowohl die bei der Vergasung entstehende fühlbare Wärme als auch die Wärme der Gasturbinenabgase genutzt.

Das bei der Vergasung anfallende Bodenprodukt, der Filterstaub aus dem Multizyklon oder dem Warmfilter sowie der Naßstaub aus der Wasserwäsche besitzen noch ausreichend hohe Kohlenstoffanteile, die durch Unterfeuerung in vorhandenen Wirbelschichtdampferzeugern genutzt werden können.

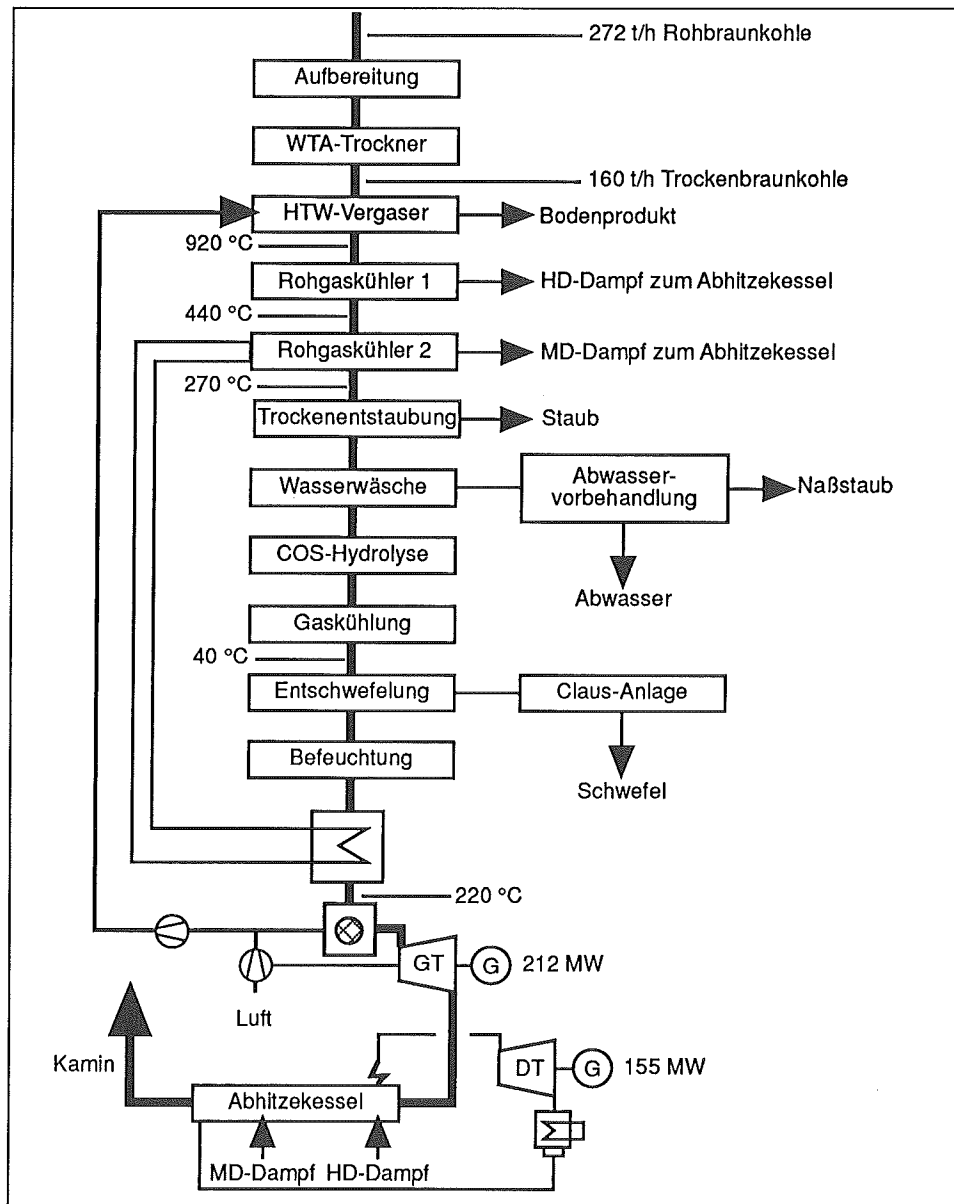


Abb.1 Blockfließbild der KoBra-Demonstrationsanlage

Eine detailliertere Beschreibung der wesentlichen Teilanlagen ist in vorlaufenden Veröffentlichungen /4/, /5/ gegeben.

Die Hauptauslegungsdaten der Anlage sowie weitere Kenngrößen sind in Abb. 2 wiedergegeben.

Rohbraunkohle-Einsatz	272 t/h
entspr. Trockenbraunkohle-Einsatz	160 t/h
Leistung der Gasturbine	212 MW
Leistung der Dampfturbine	155 MW
Bruttoleistung	367 MW
Nettoleistung	312 MW
Gesamtwirkungsgrad (netto)	45 %
incl. 27 MW aus der Verbrennung von Boden- produkt und Filterstaub in einem benachbarten Wirbelschichtdampferzeuger	
Emissionsminderungen gegenüber konventionellen Braunkohlekraftwerken	
CO ₂ -Ausstoß auf	80 %
NO _x -Ausstoß auf	50 %
SO ₂ -Ausstoß auf	30 %
Staub-Ausstoß auf	10 %.

Abb. 2: Kenngrößen der KoBra-Demonstrationsanlage

4. Termine und Ausblick

Nach der Festlegung des 1-strängigen Anlagenkonzeptes mit Luftvergasung wurden ab Frühjahr 1992 die Planungsarbeiten zur Erstellung der Genehmigungsunterlagen einschließlich Sicherheitsanalyse und Umweltverträglichkeitsuntersuchung aufgenommen. In der Zwischenzeit sind alle Verfahrensfließbilder und Verfahrensbeschreibungen erstellt. Soweit für die Sicherheitsanalyse erforderlich, sind darüber hinaus zusätzliche Rohrleitungs- und Instrumentierungsschemata erarbeitet worden. Weitere Unterlagen mußten für wasserrechtliche Genehmigungsanträge angefertigt werden. Für wesentliche Teilanlagen und Komponenten wie Gas- und Dampfturbine, Abhitzekeessel, Entschwefelung und Schwefelgewinnung sowie Rohgaskühlung wurden Konstruktionsaufträge erteilt sowie die Bedingungen für die Option auf eine spätere Lieferung ausgehandelt.

Die Planungen sind soweit fortgeschritten, daß der Genehmigungsantrag im Frühjahr 1993 gestellt werden kann. Bei einem reibungslosen Ablauf des Genehmigungsverfahrens könnte 1 Jahr später mit dem Bau begonnen werden. Mit dem Start der Inbetriebnahme ist voraussichtlich Ende 1996 zu rechnen.

Mit dem Bau und Betrieb der KoBra-Demonstrationsanlage wird technisches Neuland betreten. Die damit verbundenen Entwicklungsrisiken resultieren hauptsächlich aus

- . dem Einsatz von neuartigen und im Kraftwerksbetrieb unerprobten Anlagen und Verfahren,
- . der Steigerung der Einheitsleistungen gegenüber den vorlaufenden Versuchs- und Demonstrationsanlagen um Faktoren von 3 bis 6,
- . der Integration der Teilanlagen in einen Kraftwerksprozeß mit entsprechender Anpassung an die Netzanforderungen.

Wegen dieser Risiken muß eine Entscheidung für eine erste kommerzielle Großanlage von 700 - 1.100 MW an einen erfolgreichen, ein- bis zweijährigen Betrieb der KoBra-Demonstrationsanlage gekoppelt sein.

Unter der Voraussetzung, daß die Genehmigungsplanung und die Abwicklung des Genehmigungsverfahrens für diese Großanlage parallel zum Betrieb der Demonstrationsanlage erfolgt, ist der Baubeschluß frühestens 1999 möglich. Damit kann eine erste kommerzielle Anlage auch unter günstigsten Randbedingungen erst nach dem Jahr 2000 in Betrieb gehen. Die og. Risiken können jedoch den notwendigen wirtschaftlichen Erfolg dieser Kraftwerkslinie auch noch in Frage stellen. Bei erfolgreichem Betrieb der KoBra-Demonstrationsanlage steht eine Kraftwerkslinie zur Verfügung, die der deutschen Braunkohle ihre Position in der Stromversorgung sichert und darüber hinaus auch weltweit zur Braunkohlenverstromung eingesetzt werden kann.

5. Literatur

1. W. Adlhoch, J. Keller, P.K. Herbert: "Das Rheinbraun-HTW Kohlevergasungsverfahren", VGB Konferenz Kohlevergasung 1991
2. H. Bergmann, J. Ewers: "Neue Kraftwerkskonzepte für Braunkohle", VGB Kraftwerkstechnik 1990, S. 339 - 405
3. D. Böcker, K.J. Klöcker, H.-J. Klutz: "Verfahren zur Trocknung und Mahlung von Braunkohle", Brennstoff-Wärme-Kraft 1992, Nr. 7/8, S. 315 - 322
4. D. Kallmeyer, J. Engelhard: "KoBra-Kombikraftwerk mit integrierter HTW-Braunkohlevergasung", Brennstoff-Wärme-Kraft 1992, S. 388 - 391
5. K. Schippers, R. Wischnewski, J. Keller, P.K. Herbert, G. Sendelbeck: "KoBra will demonstrate High Temperature Winkler IGCC", Modern Power Systems 02/93

Der Einsatz von Methanol als Kraftstoff in Dieselmotoren

Franz Pischinger Norbert Schorn

1. Einleitung

Wesentliche Gründe für den Einsatz alternativer Kraftstoffe in Fahrzeugmotoren sind in einer langfristigen Verfügbarkeit, einer hohen Versorgungssicherheit und vor allem in der Verminderung der verkehrsbedingten Schadstoffemission zu sehen. Durch Forderungen nach "Low Emission Vehicles" der kalifornischen Umweltbehörde CARB (California Air Resources Board) steigt die Bedeutung sogenannter "sauberer Kraftstoffe" (clean fuels), so daß die Entwicklung neuer Motorkonzepte forciert wird /1, 2/. Hintergrund dieser Gesetzgebung ist das Bestreben, diejenigen Schadstoffkomponenten deutlich zu vermindern, die aufgrund ihrer ozonbildenden Wirkung wesentlich zu der Smogsituation in den Ballungsgebieten beitragen. Von allen Alternativen zu den heutigen Kraftstoffen wird Methanol mit an vorderster Stelle genannt. Im Vergleich zum CNG-Betrieb weist Methanol vor allem für den PKW-Einsatz die günstigere Speicherkapazität auf. Alkoholmotoren emittieren mit Ausnahme der Aldehyde weniger Schadstoffe als Benzinmotoren und erheblich weniger Stickoxide und Partikel als Dieselmotoren. Die Zusammensetzung der emittierten Kohlenwasserstoffe weist außerdem eine geringere photochemische Reaktivität auf. Die Emission des Treibhausgases CO_2 kann durch Alkoholkraftstoffe reduziert werden, vor allem, wenn für die Herstellung von Methanol Erdgas verwendet wird, oder wenn sie wie Ethanol aus nachwachsenden Rohstoffen hergestellt werden /3/.

2. Kraftstoffeigenschaften

- Die Oktanzahl von Alkoholen liegt deutlich über denen heutiger Vergaserkraftstoffe. Bei Ottomotoren ist daher eine Erhöhung des Verdichtungsverhältnisses und damit eine Verbesserung des Motorwirkungsgrades möglich.
- Die unzureichende Selbstzündfähigkeit, gekennzeichnet durch die im Vergleich zu Dieselkraftstoff sehr niedrige Cetanzahl, macht den direkten Einsatz von Methanol und Ethanol in konventionellen Dieselmotoren unmöglich.
- Durch die geringe Viskosität der Alkohole können Schmierungsprobleme in Einspritzsystemen auftreten.
- Die vergleichsweise hohe elektrische Leitfähigkeit sowie der hohe Sauerstoffgehalt führen zu verstärkter Korrosion im Kraftstoff- und Einspritzsystem. Dieser Effekt macht die Wahl geeigneter Werkstoffe erforderlich.

- Der in Alkoholen gebundene Sauerstoff läßt eine niedrige Partikelemission erwarten.

Die Alkohole weisen physikalische und chemische Eigenschaften auf, die beim Einsatz in Verbrennungsmotoren Vor- und Nachteile mit sich führen. Eine Anpassung sowohl des Verbrennungsmotors als auch des Kraftstoffes ist unumgänglich.

3. Alkohol-Diesel-Motoren-Konzepte

Basierend auf den bewährten Dieselmotorenkonzepten begann der Einsatz von Methanol als Kraftstoff durch teilweise Substitution des Dieselkraftstoffes. Die im Vergleich zu Dieselkraftstoffen schlechten Zündeigenschaften von Methanol und Ethanol erfordern zur Sicherstellung der Zündung des Kraftstoff-Luftgemisches die Entwicklung verschiedener Konzepte:

- Alkohol-Diesel-Mischkraftstoffbetrieb
- Zweistoffbetrieb
 - Saugrohreinspritzung
 - Zündstrahlbetrieb
- Reinalkoholbetrieb
 - Kompressionszündung
(Zündbeschleuniger, geregelter Restgasanteil)
 - Fremdzündung (Hybridverfahren)
(Funkenzündung, Glühzündung)

3.1 Alkohol-Diesel-Mischkraftstoffbetrieb

Die mit dem relativ geringsten Aufwand zu realisierende Alkoholverwendung im Dieselmotor besteht im Einsatz von Alkohol-Diesel-Kraftstoffmischungen. Hierbei werden die guten Selbstzündeeigenschaften des Dieselkraftstoffes genutzt. Die schlechte Mischbarkeit von Methanol und Dieselkraftstoff erfordert jedoch entweder spezielle Lösungsvermittler oder die Herstellung einer Emulsion durch entsprechende mechanische Vorrichtungen. Ein weiteres Problem besteht in den sich bei zunehmendem Methanolanteil verschlechternden Selbstzündungseigenschaften /4, 5/. Ohne zusätzliche Zündhilfen ist bei Mischungen mit einem Alkoholgehalt von mehr als 30% kein einwandfreier Motorbetrieb, insbesondere im Teillastbereich, mehr möglich.

3.2 Zweistoffbetrieb

Mischungsprobleme, wie sie bei Alkohol-Diesel-Mischkraftstoffen bestehen, können dadurch umgangen werden, indem Methanol und Diesekraftstoff dem Motor getrennt zugeführt werden.

3.2.1 Saugrohreinspritzung

Bei der Saugrohreinspritzung wird durch die Zumischung von Alkohol zu der vom Motor angesaugten Luft ein nahezu homogenes Kraftstoff-Luftgemisch erzeugt. Die Zündung des Alkohol-Luftgemisches erfolgt durch direkt in den Brennraum eingespritzten Diesekraftstoff. Mit diesem Verfahren ist ebenfalls nur der Einsatz geringer Alkoholanteile möglich, der bei niedriger Motorlast durch Zündaussetzer und im Vollastbereich durch klopfende Verbrennung eingeschränkt wird. In der Praxis läßt sich mit diesem Verfahren ein durchschnittlicher energetischer Methanolanteil von kaum mehr als 10% erreichen /6/.

3.2.2 Zündstrahlverfahren

Relativ hohe Alkoholanteile (bis zu 90%) lassen sich ohne den Motorbetrieb beeinträchtigende Probleme, wie z.B. Zündaussetzer, grundsätzlich dann realisieren, wenn der Kraftstoff erst gegen Ende der Kompressionsphase in den Brennraum eingespritzt wird. Die Zündung des im Brennraum befindlichen inhomogenen Alkohol-Luftgemisches ergibt sich durch die zusätzliche Einspritzung einer geringen Diesel-Zündstrahlmenge kurz vor oder nach Beginn der Alkoholeinspritzung /7, 8/. Bei weitgehend rußfreiem Motorbetrieb ist ein dem konventionellen Dieselmotor entsprechendes Wirkungsgradverhalten erreichbar. Außerdem zeigt sich ein teilweise erheblich günstigeres Schadstoffemissions- und Verbrennungsgeräuschverhalten.

Der grundsätzliche Nachteil beider Zweistoffverfahren ist die Verwendung von zwei getrennten Kraftstoffsystemen.

3.3 Reinalkoholbetrieb

Eine besondere Bedeutung kommt den Reinalkohol-Motorkonzepten zu, die eine vollständige Substitution des Diesekraftstoffes ermöglichen. Hierdurch wird ein deutlich geringerer Bauaufwand im Bereich des Kraftstoffsystems bei gleichzeitig voller Nutzung der vorteilhaften Eigenschaften der Alkoholkraftstoffe möglich. Es ist jedoch wegen des im Vergleich zu Diesekraftstoff geringeren volumetrischen Heizwertes der Alkoholkraftstoffe das Einspritzsystem an die erheblich größeren einzuspritzenden Kraftstoffmengen anzupassen.

3.3.1 Zündbeschleunigerbetrieb

Für den Einsatz von Alkohol-Zündbeschleunigergemischen sind keine aufwendigen Modifikationen am Basismotor erforderlich. Zündverbesserer müssen

hinsichtlich ihrer Löslichkeit im Grundkraftstoff, Stabilität, Korrosivität, Schmierfähigkeit, Verkokungsneigung usw. den Anforderungen an Kraftstoffadditiven entsprechen. In Alkoholkraftstoffen besitzen nur organische Nitratverbindungen eine akzeptable spezifische Wirksamkeit. Die mit einer Zuzugsmenge von bis zu 6Gew. – % wirksamsten Zündverbesserer sind das Triethylenglykoldinitrat (TEGDN) /9, 10/, ein modifiziertes Zellulosenitrat (NC) /11/ sowie Avocet /12/. Bei unzureichender Beimischmenge des Zündbeschleunigers treten besonders im Teillastbereich erhöhte HC-Emissionen auf. Im Vollastbetriebspunkt ist bei abnehmendem Zündbeschleunigeranteil ein nur geringer Einfluß auf die HC-Emissionen sowie den Wirkungsgradverlauf festzustellen. Der minimal erforderliche Wirksubstanzanteil ergibt sich demnach aus dem Betriebsverhalten des Motors bei niedriger Last und hoher Drehzahl.

Es ist festzustellen, daß die Verwendung von z.B. 5Gew. – % Zellulosenitrat in Methanol ein dem konventionellen Dieselmotor weitgehend entsprechendes Leistungs- und Verbrauchsverhalten ergibt. Vorteile des Methanol-Zündbeschleunigerbetriebes bestehen in der rußfreien und damit partikelemissionsarmen Verbrennung und den erheblich reduzierten NO_x -Emissionen.

3.3.2 Kompressionszündung (geregelter Restgasanteil)

Um reinen Alkoholkraftstoff durch Kompression zu zünden, ist das Verdichtungsverhältnis deutlich zu erhöhen, oder es sind zusätzliche Maßnahmen erforderlich, um die Kompressionstemperatur auf das Selbstzündungstemperaturniveau des Kraftstoffes anzuheben. Die erste Möglichkeit scheidet aufgrund der damit verbundenen Nachteile (Reibungsverluste, mechanische Belastung, Geräusch) im allgemeinen aus. Im zweiten Fall kann eine Erhöhung der Ladungstemperatur durch einen den jeweiligen Selbstzündungsbedingungen angepaßten Restgasanteil realisiert werden. Ein solches Konzept wurde auf der Basis eines mit elektronisch geregelter Bypass-Spülluftgebläse arbeitenden 2-Takt-Dieselmotors (DDC) angewendet. Der infolge der "inneren" Abgasrückführung auftretende Leistungsverlust wird durch Aufladung kompensiert. Bei niedriger Last und hoher Drehzahl ist zur Unterstützung bzw. zur Sicherstellung der Zündung der Einsatz einer Glühkerze erforderlich /13/. Trotz Zündhilfe treten durch die verschlechterten Zündbedingungen im Niedriglastbereich erhöhte Kraftstoffverbrauchswerte sowie erhöhte Emissionen an unverbranntem Kraftstoff auf, welche die Verwendung effektiverer Katalysatoren erfordern /14/.

3.3.3 Fremdzündungskonzepte

Insbesondere Fremdzündungskonzepte wie das Funkenzündungs- und das Glühzündungsverfahren erscheinen aufgrund ihres im Vergleich zum konventionellen Dieselmotor relativ geringen zusätzlichen Bauaufwandes sowie der Verwendbarkeit reiner Alkoholkraftstoffe für den Einsatz in Fahrzeugmotoren geeignet.

Glühzündungsverfahren

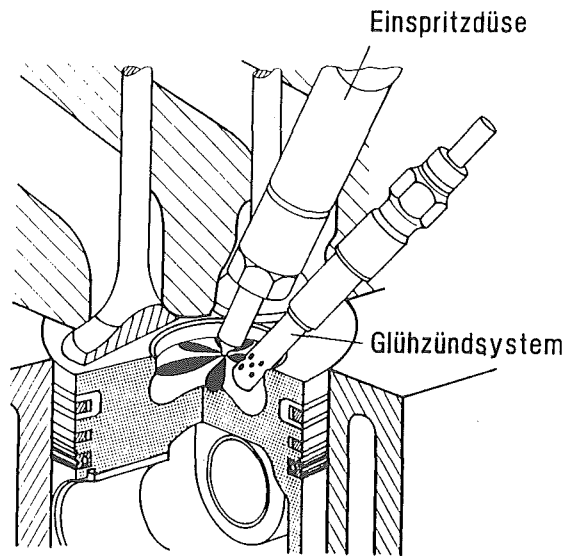


Abb.1 Methanol-Glühzündungsverfahren

Bei Glühzündungsverfahren /15, 16/ wird die Zündung des Alkohol-Luftgemisches an einer heißen Oberfläche eingeleitet. Aufgrund der, trotz der relativ hohen Selbstzündungstemperatur, niedrigen Oberflächenzündtemperatur von Alkoholen ist insbesondere Methanol (Methanol: $640\text{ }^{\circ}\text{C}$; Benzin: $950\text{ }^{\circ}\text{C}$) für den Einsatz bei Glühzündungsverfahren gut geeignet. Bei dem Methanol-Glühzündungsverfahren kann der Kraftstoff entweder wandnah oder zentral (Abb. 1) in die Brennkammer eingespritzt werden.

Um ein im gesamten Betriebsbereich des Motors sicheres Zündverhalten zu erreichen, ist einer der Einspritzstrahlen direkt auf das Glühzündsystem gerichtet. Die Glühkerze ist durch eine Hülse abgeschirmt, um die Wärmeverluste an die kühlere Verbrennungsluft und damit die elektrische Heizleistung und die thermische Belastung der Kerze zu verringern. Um dennoch den Zutritt von Frischgemisch zur Kerze zu ermöglichen, ist die Hülse mit einer Anzahl von Bohrungen versehen. Für die Optimierung des Methanol-Glühzündungskonzeptes ergibt sich, neben dem Zeitpunkt der Kraftstoffeinspritzung, die Temperatur der heißen Oberfläche des Glühstiftes als eine wesentliche Einflußgröße auf den zeitlichen Ablauf von Zündung und Verbrennung.

Die Abstimmung von Einspritzbeginn und Glühstiftheizleistung für einen optimalen Betrieb des Methanol-Glühzündungsmotors erfordert eine drehzahl- und lastabhängige Einstellung /15, 17, 18/. Hinsichtlich der Abstimmung der Glühstiftheizleistung stellt einerseits die Zündaussetzergrenze des Motors, andererseits die maximal zulässige Belastung der Glühkerze ein limitierendes Kriterium dar.

Aufgrund der rußfreien Verbrennung von Methanol besteht bei dem Glühzündungskonzept /18/ eine ausgezeichnete Möglichkeit, durch eine weitreichende Abgasrückführung niedrige Stickoxide zu erzielen. Bei niedriger Last können Abgasrückführaten von über 50% realisiert werden, ohne daß eine Verschlechterung der *HC*-Emissionen und des Kraftstoffverbrauches auftritt. Gleichzeitig ergeben sich um bis zu 90% verringerte *NO_x*-Emissionswerte. Bei mittlerer Motorlast sollte die Abgasrückführate reduziert werden, da sonst eine deutliche Verschlechterung der *HC*-Emissionen wie auch des Verbrauches auftreten, die das Erreichen der Zündaussetzergrenze charakterisiert.

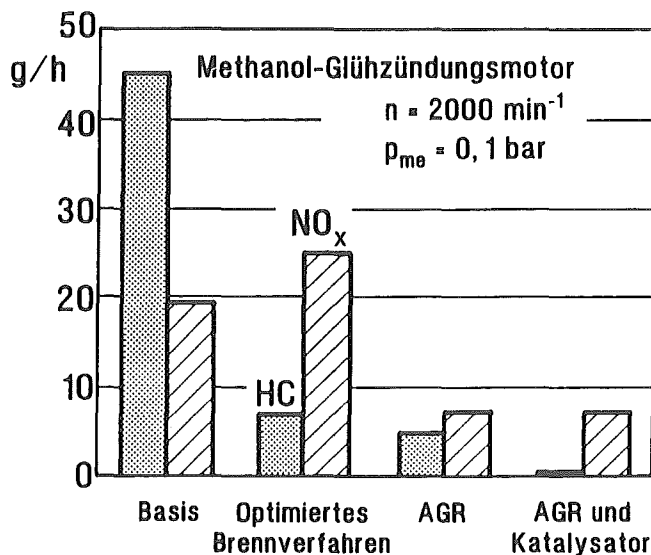


Abb.2 Maßnahmen zur Emissionsverbesserung für das Methanol-Glühzündungskonzept

Ausgehend von einer Basisversion des Methanol-Glühzündungsmotors und Umrüstung des Motors von Diesel- auf Methanolbetrieb konnte für einen kritischen Betriebspunkt nahe Nullast (Abb. 2) durch Optimierung der verschiedenen verfahrensspezifischen Parameter wie Verdichtungsverhältnis, Einlaßdrall, Brennraum-, Einspritzgeometrie und Glühzündsystem eine Verbesserung der Verbrennung und damit deutliche Absenkung der *HC*-Emission um ca. 85% erzielt werden. Die damit verbundene Erhöhung der *NO_x*-Emission wird durch Einsatz einer heißen Abgasrückführung um 70% reduziert. Die katalytische Abgasnachbehandlung senkt die *HC*-Emissionen um weitere 90%.

Funkenzündverfahren

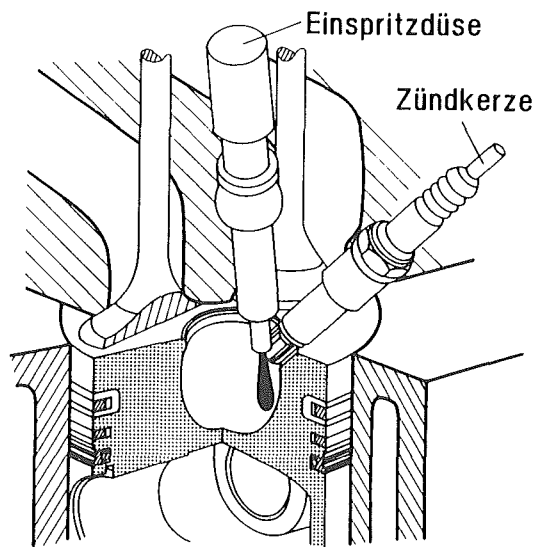


Abb.3 Methanol-Funkenzündungskonzept

Das Brennverfahren des direkteinspritzenden Methanol-Funkenzündungsmotors ist charakterisiert durch eine periphere Einspritzstrahllage in eine relativ tiefe kompakte Brennraummulde und die ebenfalls periphere Anordnung der Funkenzündungsquelle im Randbereich der Pleuellmulde (Abb. 3)/18/.

Für ein günstiges Zünd- und Brennverhalten ist die Einragtiefe der Zündkerze in den Brennraum neben der Einspritzstrahlausbreitung und der Zündfunkenstrecke von besonderer Bedeutung. Die Qualität der Verbrennung ist im wesentlichen von der Gemischbildungsqualität zum Zeitpunkt der Zündung abhängig. Die Zeitdifferenz zwischen Einspritzbeginn und Zündzeitpunkt charakterisiert dabei den Grad der "inneren Homogenisierung" des Kraftstoff-Luftgemisches. Mit zunehmender Zeitdifferenz ergibt sich eine gleichmäßigere Gemischaufbereitung, so daß zum Zeitpunkt der Zündung trotz grundsätzlich inhomogener Gemischaufbereitung ein erhöhter Anteil homogenen Gemisches vorliegt.

Bei zu hoher Zeitdifferenz treten aufgrund der durch die gute Homogenisierung beschleunigten Verbrennung erhöhte Stickoxidwerte, erhöhte Spitzendrücke und damit ein gesteigertes Verbrennungsgeräusch auf.

Die Abstimmung von Einspritz- und Zündzeitpunkt für ein günstiges Emissionsverhalten im gesamten Lastbereich bei gleichzeitig gutem Verbrauchsverhalten für mittlere und hohe Last erfordert eine kennfeldmäßige Steuerung der beiden Parameter.

Mit Hilfe der Abgasrückführung können auch bei dem Funkenzündungsverfahren

ren die Stickoxidemissionen reduziert werden. Bei niedriger Last können Rückführaten bis zu 45% realisiert werden, die eine Absenkung der Stickoxidemissionen bis zu 85% mit sich bringen. Jedoch steigen die HC - wie auch die CO -Emissionen dabei deutlich an. Hinsichtlich des Kraftstoffverbrauchs tritt durch die Abgasrückführung mit steigender Last eine zunehmende Verschlechterung auf. Die bei dem wandanlagernden Gemischbildungsverfahren starke Gemischschichtung führt in Verbindung mit einem geringeren Geamtluftverhältnis bei erhöhtem Abgasrückführanteil zu einer verschleppt ablaufenden Verbrennung.

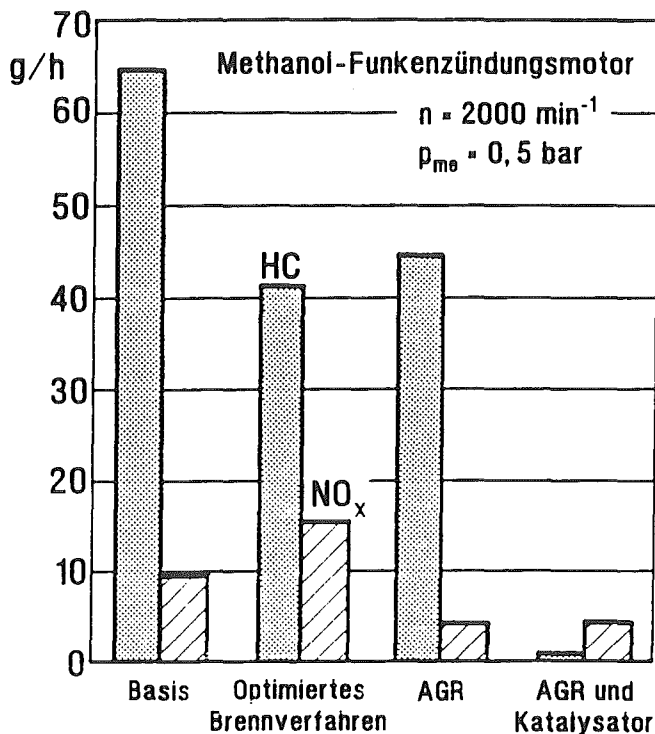


Abb.4 Maßnahmen zur Emissionsverbesserung für das Methanol-Funkenzündungskonzept

Die Optimierung des Konzeptes bewirkte z.B. für den Betriebspunkt sehr niedriger Last und mittlerer Drehzahl (Abb. 4) hinsichtlich der verschiedenen verfahrensspezifischen Einflußparameter (Verdichtungsverhältnis, Einlaßdrall, Einspritz- und Zündkerzengeometrie) eine Reduzierung der HC -Emissionen von ca. 35% auf Kosten von um 65% erhöhten Stickoxiden. Durch Einsatz einer Abgasrückführung wird eine Reduzierung der NO_x -Emissionen um 75% ermöglicht. Die zusätzliche katalytische Abgasnachbehandlung reduziert die HC -Emissionen um 97%.

4. Bewertung

Zusammenfassend ist festzustellen, daß bei allen Alkohol-Motorkonzepten mit direkter Kraftstoffeinspritzung der günstige Energieverbrauch des konventionellen Dieselmotors im wesentlichen erhalten bleibt. Fallweise kann sogar eine geringe Verbrauchsabsenkung im Vollastbereich erreicht werden. Methanol weist infolge der rußfreien Verbrennung ein Potential zur Anhebung des Drehmomentes bei niedrigen und mittleren Motordrehzahlen auf.

Das Schadstoffemissionsverhalten des Dieselmotors wird durch den Einsatz von Methanol grundsätzlich positiv beeinflusst. Es werden erheblich reduzierte NO_x -Emissionswerte realisiert. Wegen der weitgehend rußfreien Verbrennung der Alkoholkraftstoffe Methanol und Ethanol sind deutlich verminderte Partikelemissionen festzustellen, die im wesentlichen nur noch auf das Schmieröl zurückzuführen sind.

Durch den Einsatz spezieller Oxidationskatalysatoren kann eine hohe Konvertierungsrate von unverbranntem Methanol und Formaldehyd gewährleistet werden.

Die während der Entwicklungs- und Testphase aufgetretenen Probleme bei Methanolmotoren konnten durch relativ einfache Mittel behoben werden. So z.B. können Korrosion und Verschleiß im Einspritzsystem durch geeignete Kraftstoff- und Schmieröladditive sowie durch eine geeignete Materialauswahl aller Bauteile des Kraftstoffsystems vermieden werden. Auch sollte ein geeignetes Motoröl verwendet werden, um den Triebwerksverschleiß in Grenzen zu halten.

Welche Alkohol-Motorkonzepte zukünftig in größerem Umfang zur Anwendung gelangen, hängt sowohl von den Anforderungen an die Qualität des Abgases und der kostengünstigeren Verfügbarkeit von Methanol als auch von der Weiterentwicklung bzw. Lösung von verfahrensbedingten Problemen ab, wie z.B. der Haltbarkeit von Zünd- oder Glühkerzen oder der Verfügbarkeit eines kostengünstigen, umweltverträglichen Zündverbesserers.

5. Literatur

1. N.N.: Proposed Regulations for Low-Emission Vehicles and Clean Fuels; Technical Support Document, CARB, August 1990
2. Amann, C.A.: Zukünftige Fahrzeugkraftstoffe aus der Sicht der U.S.A AVL Tagung "Motor und Umwelt"; Graz 1991, Österreich
3. Pischinger, F.: Alternative Kraftstoffe: Lösungsansätze für den Straßenverkehr?; Vortrag Hanns Seidel Stiftung, 11/1989
4. Ecklund, E.E.; Bechtold, R.L.: State-of-the-Art Report on the Use of

5. Pischinger, F.; Burghardt, P.; Havenith, C.; Weidmann, K.: Investigations on a Passenger Car-Swirl Chamber Diesel Engine using different Alcohol Fuels; SAE 830552
6. Hilger, U.; Pischinger, F.: Methanol als Kraftstoff; Vortrag im Haus der Technik; Essen, 11.10.1989
7. Pischinger, F.; Hilger, U.; Finsterwalder, G.; Küpper, H.: Operation and Exhaust Emissions Behaviour of the Direct-Injection Alcohol Diesel Engine; 6th ISAFT, Ottawa, Canada, 1984
8. Bertilsson, B.I.; Gustavsson, L.: Experiences of Heavy-Duty Alcohol Fueled Diesel-Ignition Engines; SAE 871672
9. Schäfer, A. J.; Hardenberg, H. O.: Ignition Improvers for Ethanol Fuels; SAE 810249
10. Hardenberg, H. O.: Comparative Study of Heavy-Duty Engine Operation with Diesel Fuel and Ignition Improved Methanol; SAE 872093
11. Wegner, Ch.; Hilger, U.; Bartunek, B.; Adams, W.; Pischinger, F.: Untersuchung des Motorbetriebsverhaltens bei Einsatz selbstzündungswilliger Alkoholkraftstoffe, Entwicklungslinien in Kraftfahrzeugtechnik und Straßenverkehr; Verlag TÜV Rheinland, 1986
12. Betton, J. M.: The Use of "Avocet" Alcohol Ignition Improver; 3rd Annual Conference on European Fuel Oxygenates, Frankfurt, BRD, 1988
13. Toepel, R.R.; Bennethum, J. E.; Heruth, R. W.: Development of Detroit Diesel Allison 6V-92TA Methanol Fueled Coach Engine; SAE 831744
14. Cabe, R.W.; Lipary, F.; Warburton, R.L.; et al.: Catalyst Evaluation on a Detroit Diesel Allison 6V-92TA Methanol-Fueled Engine, SAE 872138
15. Pischinger, F.; Hilger, U.; Bartunek, B.: Suitability of a Hot Surface Ignition Engine for Using Alcohol Fuels; 7th ISAFT, Paris, France, 1986
16. Havenith, C.; Hilger, U.: Der Deutz Methanol-Dieselmotor als schadstoffarmer Busantrieb; Int. Symposium "Forschung und neue Technologien im Verkehr", Hamburg, Juni 1988

17. Baranescu, R.; Hilger, U.; Bartunek, B.; Scheid, E.; Pischinger, F.; Rogers, G.; Last, R.: Prototype Development of a Methanol Engine for Heavy-Duty Application, Performance and Emissions; SAE 891653
18. Bartunek, B.; Schorn, N.; Schmidt, R.: Verwendung von Methanol in PKW-Motoren mit Direkteinspritzung; VDI- Berichte 1020, Nov. 1992

Entwicklungsstand metallischer Rußfilter für Dieselmotoren

Friedrich Behr Georg Hühwohl Gerhard Lepperhoff

1. Stand der Technik und Zielsetzung

Dieselmotoren sind bezüglich der Umwelt, was den Kraftstoffverbrauch und damit die CO₂-Emissionen wie auch die gasförmigen Abgaskomponenten anbelangt, bevorzugte Antriebsaggregate. Moderne Dieselmotoren können bei den gasförmigen Emissionen mit Ottomotoren mit Katalysator konkurrieren, nachteilig ist aber die Partikelemission. War man bis vor kurzem noch der Ansicht, daß eine mögliche Gesundheitsgefährdung durch die Kohlenwasserstoffe in der Partikelphase bestehen würde, so zeigen neueste Untersuchungen eine Lungenkrebsbeeinflussung nur bei der Ratte durch harte, nicht lösliche Teilchen wie Ruß, Titandioxid oder Carbon Black.

Durch Abgasnachbehandlungssysteme besteht die Möglichkeit, über die Verbesserungen durch die Verbrennungsoptimierung hinaus die Emissionen weiter abzusenken. Für die Rußemissionen haben sich Filtersysteme als sehr wirkungsvoll erwiesen.

Unterschiedliche Filtermaterialien wurden mit mehr oder weniger Erfolg erprobt. Das zur Zeit serienmäßig noch nicht befriedigend gelöste Problem ist die Filterregeneration durch die Verbrennung des gesammelten Rußes. Hierbei kommt es bei den eingesetzten Filtermaterialien zur thermischen Zerstörung.

Metallische Filter bieten von den Materialeigenschaften her hier deutliche Vorteile gegenüber den zur Zeit verwendeten Keramiken.

1991 wurden nur etwa 12 % aller Pkw mit Dieselmotoren ausgerüstet. In der Folge der Energiekrise Anfang der 70er Jahre waren es wegen des hohen Wirkungsgrades bei einem namhaften deutschen Hersteller bis zu 40 % der Pkw-Produktion. Auf Basis statistischer Angaben des VDA läßt sich für das Jahr 1991 ein Marktpotential für Filtereinsätze von ca. 1,5 Mrd. DM für Westeuropa ermitteln, welches die höhere Bereitschaft der Pkw-Kunden, einen nicht rußenden Diesel zu fahren, nicht umfaßt.

2. Lastenheft

Auf Basis der Erfahrungen der Automobilindustrie mit keramischen Filtermonolithen aus Cordierit sollte ein Pkw-Filter eine Reihe von Anforderungen erfüllen.

100 bis 200 Zellen/inch² der Stirnfläche;
< 0,4 mm Dicke der Filterwand;
> 50 % Vol. Porenanteil;
38 μm der mittleren Porengröße, keine Pore > 70 μm nach /1/;
möglichst geringe Wärmekapazität;
einbaubar im Platz für Katalysatoren von vorhandenen
Pkw-Bodengruppen,
Druckverlust rußbeladen < 0,3 bar, mehrfach regeneriert und
unbeladen 0,15 bis 0,2 bar.

Filter für Nutzfahrzeuge sollten dagegen nur einen Druckverlust von max. 0,15 bar im beladenen Zustand aufweisen. Für ihren Einbau steht aber erheblich mehr Platz zur Verfügung.

3. Metallfilter

Die Thermoschockbeständigkeit des Zunders auf Stählen der Heizleiterqualitäten und deren Möglichkeit, Spannungen durch plastische und elastische Verformung abzubauen, lassen Metallfilter als geeignet erscheinen.

3.1 Filterpakete aus Drehspänen und Fasern

Aus Drehspänen, ca. 0,3 x 2 mm, gepreßte Pakete waren die ersten Filter, mit denen geeignet hohe Rußabscheidungsraten erhalten wurden. Leider zeigen sie eine ungleichmäßige Grobporenverteilung, so daß nach mehrmaliger Regeneration einzelne Kanäle freigebrannt werden, wobei das Material der Kanalränder schmilzt.

Seit kurzem sind Metall-Kurzfasern japanischen Ursprungs mit 10 bis 40 μm aus Heizleiterqualitäten verfügbar, mit denen dieser Typ des Tiefenfilters technisch verbessert werden könnte (s. Abb. 1).

Der Preis der Fasern beträgt ca. 400 bis 500 DM/kg und ist damit prohibitiv. Ein Monolith mit 140 μm x 152 mm sollten Herstellkosten von etwa 500 DM/Stück nicht wesentlich überschreiten. Mit Metallfasern würde die Filteranlage z. Z. etwa ein Drittel der Herstellungskosten des Dieselmotors erreichen.

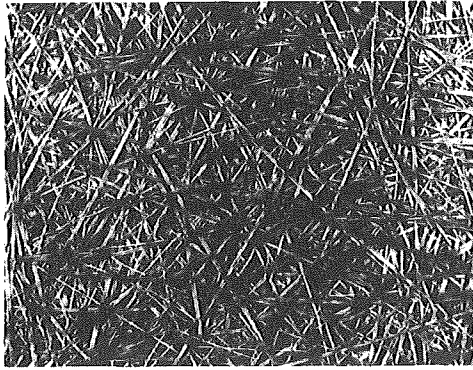


Abb. 1 Metall-Kurzfasern, 10 \varnothing μm

3.2 Filter aus Metallpulver

Pulver der Heizleiterqualitäten werden durch Verdüsen der Schmelze in einen Gasraum hergestellt.

3.2.1 Beschichtung von Drahtnetzen

Abb. 2 zeigt eine Aufnahme eines mit Metallpulver beschichteten Drahtnetzes. Der Fertigungsgang besteht aus: Herstellung der Drahtnetzstreifen mit 0,12 \varnothing mm Drahtdurchmesser (1.4843), 0,3 mm Maschenweite, Bildung eines organisch gebundenen Schlickers aus Metallpulver $\leq 63 \varnothing \mu\text{m}$, Beschichtung des Drahtnetzes mit Hilfe eines Trichters, Trocknung, Prägen des gewellten Streifens entsprechend Abb. 3,

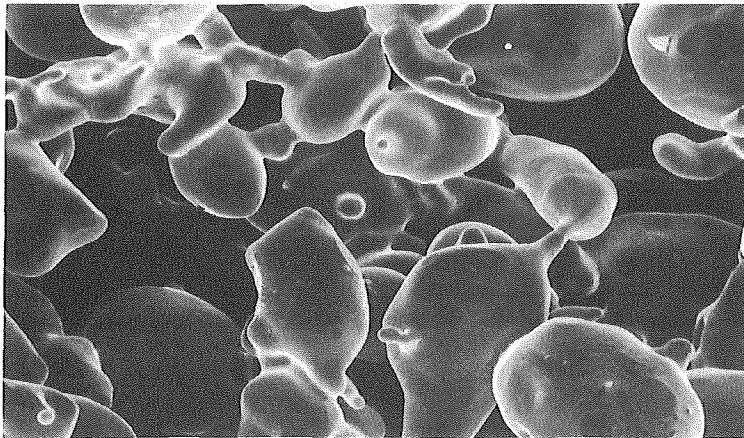



Abb. 2 Sinterergebnis an Pulver aus 1.4841, 20 μm 

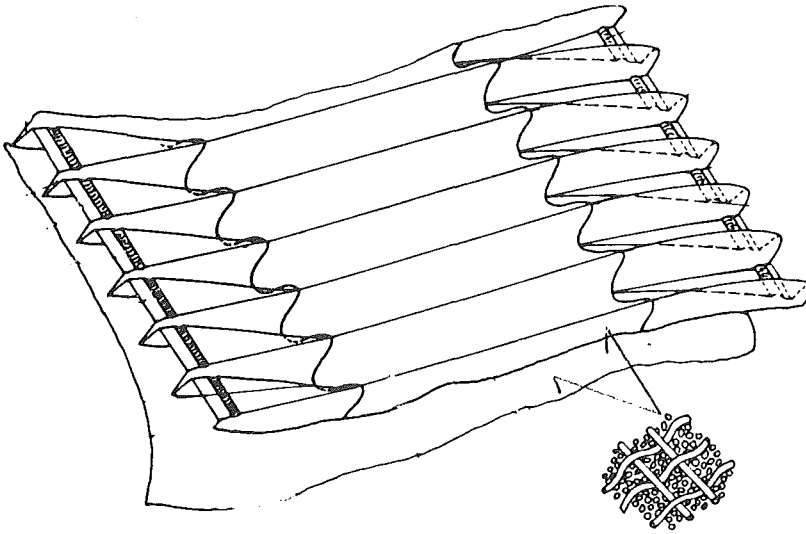


Abb. 3 Prägeform der gewellten, mit Pulver beschichteten Drahtnetzstreifen

Kontrolle, wechselseitige Beschichtung der Ränder der gewellten Streifen mit einem Streifen aus organisch gebundenem Metallpulver zur Abdichtung, Aufwickeln zusammen mit einem ungeprägten Drahtnetzstreifen, Ummanteln mit einem Hüllrohr, Entgasen, Sintern im Vakuum.

Die Bemusterung bei einem Automobilhersteller und Labortests ergaben

- 30 bis 35 % Filterwirkungsgrad,
- 12 μm mittlerer Porendurchmesser,
- 55 %-Vol. offene Porosität,
- 38 μm maximaler Porendurchmesser im Fall von Laborproben,
- 0,4 mm Dicke der Filterwand.

Die vermeidbare Ursache des geringen Filterwirkungsgrades liegt darin, daß bei der Beschichtung des Drahtnetzes Luftblasen mit eingezogen werden. Trotz des geringen mittleren Porendurchmessers ist der zulässige Druckverlust erreichbar. Nicht zu vermeiden ist die zu große Wärmekapazität bei einer Masse nur des Filtermonolithen von 4 kg mit den Abmessungen von 140 \varnothing mm x 152 mm. Nachteilig ist hier auch die zu geringe Dicke der Sinterhülse, s. Abb. 2, die nach wenigen Stunden bei oxidierender Glühung bei 1150 °C versagen.

3.2.2 Mechanisch gepreßte Filterplatten und extrudierte Monolithe aus Metallpulver

Um die geforderten Daten der Porosität bei gleichzeitiger Verringerung der Dicke der Filterwand zu erreichen, sind nach eigenen Versuchen die folgenden Maßnahmen möglich:

Einsatz nur eines Pulverschnitts von ca. 30 bis $50\overset{\psi}{\mu}\text{m}$ sowie Zusatz von ebenso feinkörnigem, vergasbarem Kunststoff.

Die erste Maßnahme verteuert das Produkt erheblich, die zweite senkt die Formstabilität während der Sinterung. Es erscheint ausgeschlossen, daß ohne eine Verstärkung der Wand in Form von Drahtnetz oder Streckmetall ein preiswerter Metall-Filter produzierbar ist, der eine mit der Keramik vergleichbare Wärmekapazität aufweist.

3.3 Thyssen-Drall-Agglomerator (TDA) mit Zyklon

Je zwei Metallfolien, wellig unter 45° , 0,8 mm hoch geprägt, ergeben das in Abb. 5 dargestellte Geschwindigkeitsdreieck. Die Folien werden zum Monolithen nach Art eines metallischen Katalysatorträgers gewickelt. Im jeweils größten Querschnitt, den die Teilkanäle periodisch bilden, versetzen sich beide Strömungen gegenseitig in Rotation. Mit einer mittleren achsialen Gasgeschwindigkeit von 14 m/s, einem Drehradius von 0,4 mm wird auf ein Partikel eine Radialbeschleunigung von 250.000 m/s^2 ausgeübt. Mit Hilfe der Stoke'schen Gleichung läßt sich daraus ein Filterwirkungsgrad für Tropfen näherungsweise berechnen. Leider haben Ruß-Partikel die Form einer Schneeflocke wie "Naßschnee", so daß nur Messungen aussagekräftig sind.

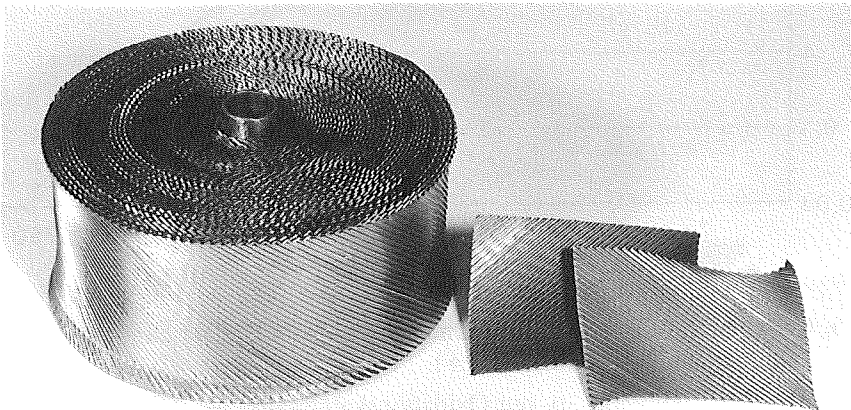


Abb. 4 Thyssen-Drall-Agglomerator

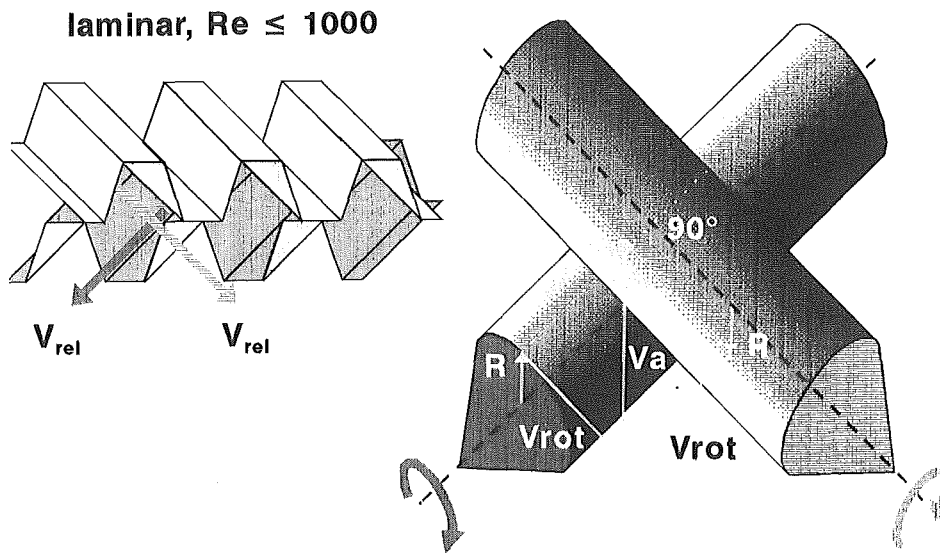


Abb. 5 Geschwindigkeitsdreieck des TDA

Abb. 6 zeigt die bei konstanter Abgastemperatur von 250° gemessene Partikelgrößenverteilung.

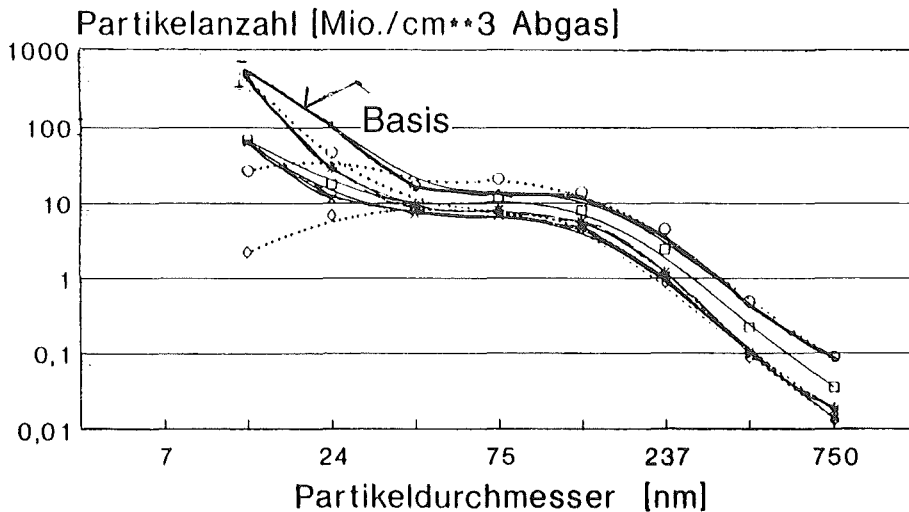


Abb. 6 Partikelgrößenverteilung, gemessen an einem DI-Dieselmotor mit einem Hubvolumen von 4 l

- ◇- Basisemission, -o- nur Oxidationskatalysator, -*- TDA,
- x- TDA mit Drahtvoragglomerator, -□- nur Drahtvoragglomerator,
- ◇- TDA mit Oxidationskatalysator

Die Abmessungen waren: TDA 96 \varnothing x 120 mm, Draht-Voragglomerator 100 \varnothing x 140 mm. Der Drahtvoragglomerator verkleinert den Anteil der feinsten Partikel sehr effizient. Er besteht aus einem Drahtnetz, das ähnlich geprägt und gewickelt worden war. Die Anordnung wies im Gabelstaplerzyklus /3/ nach einer 10-stündigen Einlaufzeit einen Abscheidegrad von 50 % bei 0,230 bar Gegendruck bei 2000 U/min, bei einer Abgastemperatur von 400 °C und 1500 U/min, konstant, nach 5 Stunden einen Abscheiderate von 40 % auf. Die Abscheiderate ist hier der Partikel-Massenanteil, der mit Durchmesser $> 20 \varnothing \mu\text{m}$ von der nachfolgenden Meßeinrichtung nicht erfaßt werden kann. Tatsächlich bildet der TDA Rußlamellen aus, die unter Einwirkung der Pulsation des Abgases abreißen und so groß sind, daß sie mit einem klein bauenden Zyklon abgeschieden werden können (Abb. 7).

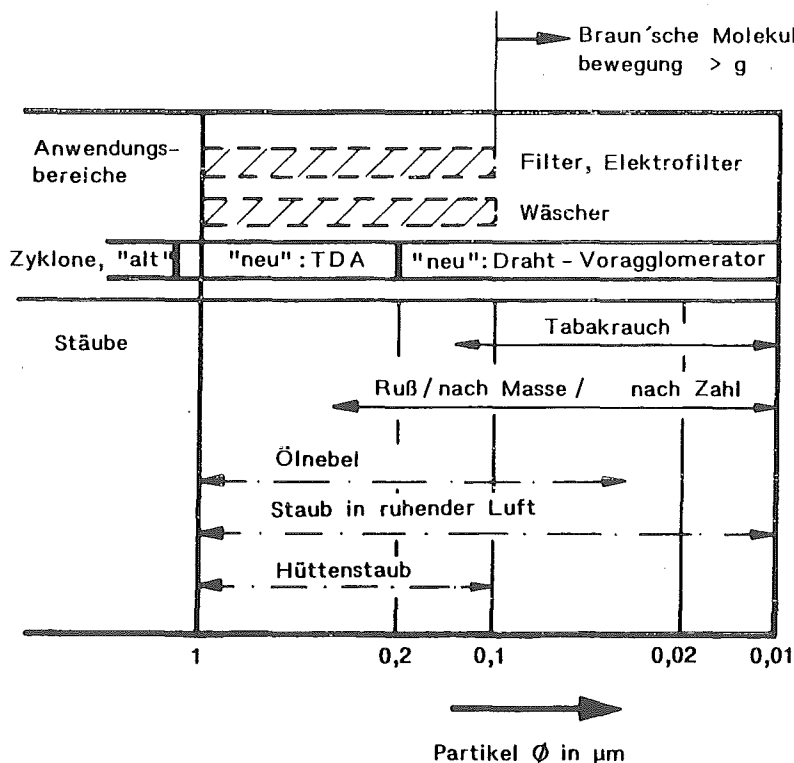


Abb. 7 Anwendungsbereiche von Entstaubern aus /2/, erweitert

Mit der Drallagglomeration wird der Anwendungsbereich "Zyklone", d. h. Zentrifugalabscheider, um eine Zehnerpotenz in Richtung kleiner Partikel vergrößert.

Eine Anordnung

Draht-Voragglomerator mit TDA - motornah,
vorn unter der Bodengruppe ein Zyklon mit elektrischer Beheizung der
"Bunkerströmung" auf $\geq 600\text{ }^{\circ}\text{C}$

wird zur Zeit erprobt. Damit soll die zur Rußverbrennung zeitweise nötige elektrische Leistung auf $< 0,5\text{ kW}$ begrenzt werden.

4. Literatur

1. Fang, C.P, Kittelson, D.B., SAE Technical Paper Series 840362, Int. Congress & Exposition, Detroit, Febr. 27 - March 2 (1984), ISSN-0148-7191
2. Ullmann, Enzyklopädie der technischen Chemie, Band 1, S. 368
3. Forschungsvereinigung Verbrennungskraftmaschinen e. V., Partikelfilter-Regeneration I, Heft 485 (1991), Frankfurt a. M.

Brennwert-Heizkessel, ein Beitrag zur Minderung der Umweltbelastung

Siegfried Förster Peter Quell

Zusammenfassung

Der Brennwert kann in der Heizungstechnik praktikabel nur angenähert genutzt werden. Bei Übergang von Heizgeräten mit heute möglichen Abgastemperaturen (Erdgas 140°C und Heizöl 180°C) auf Brennwert-Heizgeräte mit Abgastemperaturen von 46°C kann bei Erdgas und Heizöl eine Energieeinsparung von ca. 9 bzw. 6 Punkten erbracht werden. Beidem entspricht eine CO₂-Minderung von ca. 10 % bzw. 7 %. Mit dem Keramik-Brennwert-Heizgerät lassen sich diese Werte sowohl mit Erdgas als auch mit einem neuen Ölverdampfungsbrenner realisieren.

1. Einleitung

Zur Schonung unserer Umwelt wird in zunehmendem Maße Energieeinsparung und verminderte Freisetzung von Kohlendioxid und Schadstoffen aus Verbrennungsprozessen gefordert. Ein beachtlicher Anteil (ca. 20 %) am gesamten Endenergieverbrauch wird in der Bundesrepublik Deutschland für die Raumheizung mittels Erdgas und Heizölverbrennung benötigt. Durch die noch verbesserbare Nutzung der in Heizanlagen aus dem Brennstoff freigesetzten Wärmeenergie kann ein nicht unbeträchtlicher Beitrag zur Minderung der Umweltbelastung geleistet werden.

Diesem Ziel kann durch die angenäherte Nutzung des Brennwertes von Erdgas und Heizöl entsprochen werden.

Nach der Darlegung der Brennwert-Heiztechnik und die damit erzielbaren Energieeinsparungen und Schadstoffemissionen wird besonders eingegangen auf einen korrosionsfesten keramischen Heizkessel und ein dazu entwickeltes gasgefeuertes Brennwert-Heizgerät. Ebenso wird die Möglichkeit der Realisierung des ölgefeuerten Brennwert-Heizgerätes mit einem von KFA entwickelten äußerst emissionsarmen Ölverdampfungsbrenner aufgezeigt.

2. Brennwert-Heiztechnik

Brennwert-Heiztechnik beinhaltet die Nutzung der bei vollständiger Verbrennung freiwerdenden auf die Brennstoffmenge (kg , Nm^3) bezogenen Energie bei Rückkühlung der Verbrennungsgase (Abgase) auf eine Bezugstemperatur, beispielsweise 0°C oder 20°C . Der Unterschied zwischen Brennwert oder oberem Heizwert H_0 und dem etwas kleineren unteren Heizwert H_u ist der Betrag der Kondensationswärme aus der Kondensation des vom Brennstoff verursachten Wasserdampfes. Diese ist um so größer, je mehr Wasserstoff im Brennstoff enthalten ist und ist daher eine brennstoffspezifische Größe (siehe $(H_0 - H_u)/H_0$ in Tab. 1)

Den Brennstoff bei der Bezugstemperatur z.B. von 20°C voll zu nutzen, fordert die Abkühlung der Abgase auf 20°C . Dazu muß ein aus dem Heizungssystem kommender Rückkühlstrom mit einer Temperatur unterhalb von 20°C , genauer um die erzielbare Temperaturdifferenz zwischen Abgas und Rücklaufwasser kleiner als 20°C sein. Erreichbar ist dies mit einer Kombination von gleichzeitiger Heizungswasser- und Brauchwassererwärmung, wobei das zu erwärmende Brauchwasser mit einer Temperatur von durchschnittlich 12°C aus dem Wasserleitungsnetz entnommen wird. Die Realisierung dieses speziellen Falles ist aufwendig und wird deshalb praktisch nicht angewandt.

Der Forderung nach möglichst niedriger Abgastemperatur kommen Niedertemperaturheizungen entgegen. Dabei liegt eine Wasserrücklauftemperatur $\leq 40^\circ\text{C}$ vor. Die Abgastemperatur kann dann bei optimaler Heizkesselauslegung im Mittel nicht kleiner als etwa 46°C sein. Die im Abgas bei einer solchen Temperatur enthaltene Wärmemenge ist dann der kleinste erreichbare Abgasverlust (Q_{Ab}), um die die Brennwertnutzung kleiner ausfällt.

Als Beispiel sind in Tabelle 1 für Erdgas und Heizölverbrennung bei einer Luftverhältniszahl von $\lambda = 1,2$ der auf den Brennwert bezogene Abgasverlust sowie der Energiespareffekt bei Übergang von Heizgeräten mit heute üblichen Abgastemperaturen (Erdgas 140°C und Heizöl 180°C) auf Brennwert-Heizgeräte mit praktisch realisierbarer Abgastemperatur von 46°C angegeben. Außerdem sind Taupunkttemperaturen, Wasserdampf- und Kondensatmengen, Brennwerte und auf den Brennwert bezogene Kondensationswärmen aufgeführt.

Für Erdgas wird der Taupunkt bei $54,9^\circ\text{C}$ erreicht. Bei 46°C sind bereits 40 % des Verbrennungswasserdampfes auskondensiert. Mit der verbleibenden Abgasenergie verrechnet, entspricht der Wärmeinhalt des Abgases dem 0,75-fachen der die Heizwerte unterscheidenden Kondensationswärme. Gegenüber Abgasverlusten von 17,5 Punkten bei 140°C beträgt dabei die Einsparung ca. 9 Punkte.

Bei Heizölverbrennung stellt sich die Taupunkttemperatur bei $46,3^\circ\text{C}$ ein. Obwohl bei der Bezugstemperatur von 46°C schon geringer Kondensatanfall vorhanden ist,

entspricht der Wärmehalt des Abgases noch dem 1,25-fachen der die Heizwerte unterscheidenden Kondensationswärme. Die erzielbare Energieeinsparung gegenüber 180°C Abgastemperatur beträgt etwa 6 Punkte. Die Feuchten von Erdgas und Verbrennungsluft bleiben wegen ihrer kaum Einfluß nehmenden Auswirkung unberücksichtigt.

Tab. 1 Auf Brennwert bezogener Abgasverlust sowie Energiespareffekt bei Übergang von Heizgeräten mit heute möglichen Abgastemperaturen (Erdgas 140°C, Heizöl 180°C) auf Brennwert-Heizgeräte mit Abgastemperaturen von 46°C; Luftverhältniszahl $\lambda = 1,2$ (Gewichtsanteile Kohlenstoff/Wasserstoff: Erdgas 76/24, Heizöl 87/13)

		Erdgas		Heizöl	
T_{Abgas}	°C	46	140	46	180
T_{Taupunkt}	°C	54,9		46,3	
$m_{\text{H}_2\text{O}}$	kg/kg _{Brst.}	2,145		1,162	
$m_{\text{H}_2\text{O} \text{ Kond.}}$	kg/kg _{Brst.}	0,848	0	0,0195	0
H_0	kJ/kg _{Brst.}	47700		42500	
$(H_0 - H_U)/H_0$	%	11,7		7,1	
Q_{Abgas}/H_0	%	8,9	17,6	8,9	15
Energieeinsparung	%	8,7	↵	6,1	↵

Tab. 2 Auf Nutzenergie bezogene CO₂-Freisetzung bei Erdgas- und Heizölverbrennung und deren Minderung bei Übergang von Heizgeräten mit heute möglichen Abgastemperaturen (Erdöl 140°C, Heizöl 180°C) auf eine Abgastemperatur von 46°C sowie CO₂-Minderung bei Substitution Erdgas für Heizöl

		Erdgas		Heizöl	
T_{Abgas}	°C	46	140	46	180
CO ₂ -Freisetzung	kg _{CO2} /kWh	0,2307	0,2552	0,296	0,3175
CO ₂ -Minderung	%	9,6	↵	6,8	↵
bei Übergang auf	%		19,6	↵	↵
ausgehend von ↵	%	22,1	↵	↵	

In Tabelle 2 sind die auf die Nutzenergie bezogene CO₂-Freisetzung bei Erdgas- und Heizölverbrennung und deren Minderung bei Übergang auf praktikable Brennwert-Heizkessel aufgeführt. Die CO₂-Minderung liegt für die Verbrennung

von Erdgas und Heizöl bei 9,6 % bzw. 6,8 %. Höhere Einsparungen an CO₂-Emission ließe sich durch Übergang von derzeit paralleler Erdgas- und Heizöl-Wärmeerzeugung (ca. 30 % und 40 % Anteil an Haushaltswärme) auf nur Erdgas-wärmeerzeugung erreichen. Die Substitution Erdgas für Erdöl bei heute möglichen Systemen als auch bei Brennwert-Heizgeräten würde jeweils eine CO₂-Minderung von ca. 20 % erbringen.

Die Stickstoffoxid (NO_x)-Emission wird vom Übergang auf die Brennwert-Heiz-technik nicht betroffen. Die Erzeugungsrate hängt entscheidend von der Verbren-nungsführung ab. Sowohl bei Erdgas als auch Heizölkesseln sind bereits heute NO_x-Werte < 10 mg/kWh möglich (siehe Abschnitt 4).

3. Keramischer Heizkessel

Die ersten keramischen Heizkessel-Gegenstromwärmeübertrager in Schichtbau-weise wurden Ende der 70ziger Jahre von KFA konzipiert und von Rosenthal Technik AG (RTAG) in sehr aufwendiger Fertigungstechnik aus reaktionsgebun-denem Siliziumnitrid (RBSN) hergestellt. 1980 konnte mit einem solchen Heizkes-sel, in einem speziellen Gasheizgerät eingebaut, der Nachweis der Abgasabkühlung bis unter den Wasserdampftaupunkt demonstriert werden. Damit war wegen der Korrosionsfestigkeit der Keramik gegenüber Säuren aus Abgasen, insbesondere solchen aus der Heizölverbrennung, eine große Chance für die angenäherte Brenn-wertnutzung in Haushaltsheizungen gegeben.

Die reproduzierbare und serienmäßige Herstellbarkeit des keramischen Heizkessels wurde schwerpunktmäßig in einem vom BMFT geförderten Projekt "Keramik-Brennwertheizgeräte für gasförmige und flüssige Brennstoffe" ¹ bei RTAG erarbei-tet. Die wärmetechnische Auslegung mit konstruktivem Aufbau und Erprobung erfolgte in der KFA.

Der keramische Heizkessel, siehe Abbildung 1, ist aus einzelnen aufeinander gesta-pelten gleichgroßen Platten (Folien), die mit Rahmen und Stegabschnitten aus Foli-en und in Stapelrichtung mit aus mehreren Folien gebildeten Abschlußwänden ver-sehen sind, aufgebaut. Das Verbrennungsgas wird geradlinig und das Wasser dazu im Gegenstrom und in den Anschlußbereichen im Kreuzstrom geführt. Die kon-struktive und fertigungstechnische Ausbildung wurde im Hinblick auf erträgliche Beanspruchungen optimiert. Das Problem der Wasserdiffusionsdurchlässigkeit des aus RBSN gefertigten Heizkessels konnte von der Hoechst CeramTec (HTC, Nachfolger von RTAG) durch Fertigung eines absolut dichten Kessels aus silizi-uminfiltriertem Siliziumkarbid (SiSiC) überwunden werden. Damit war mit dem in Abbildung 2a gezeigten keramischen Heizkessel, aufgebaut wie in Abbildung 1, der Weg frei für das Keramik-Brennwert-Gas-Heizgerät.

¹ BMFT-Forschungsbericht T 86-183

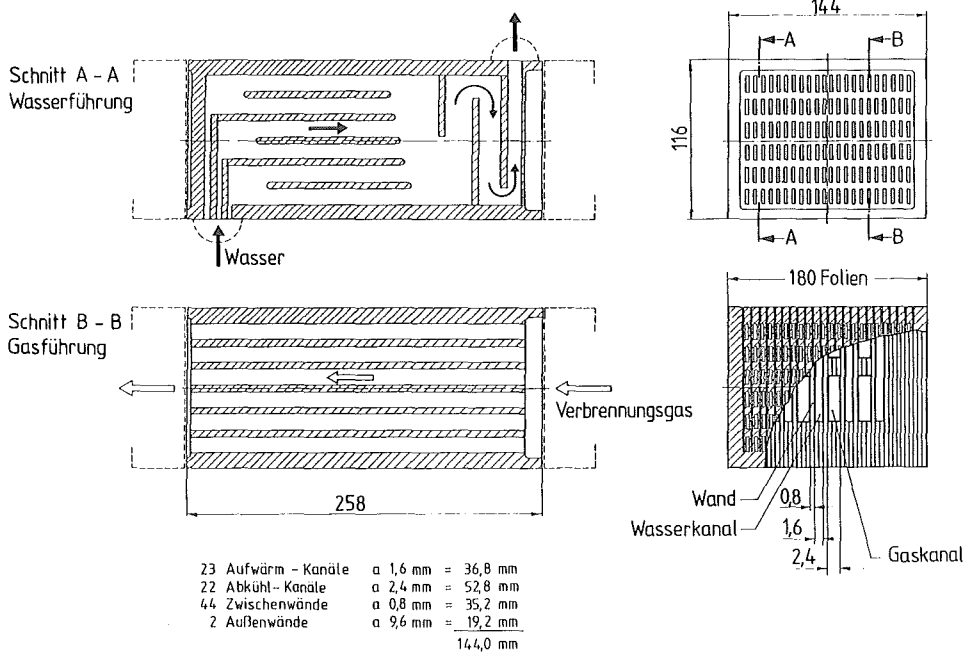


Abb. 1 Aufbau keramischer Heizkessel in Folientechnik

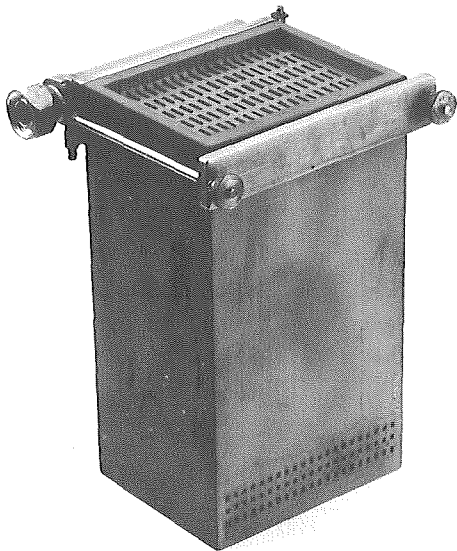


Abb. 2a Keramischer Heizkessel mit Wasseranschlüssen über der gesamten Kesselbreite

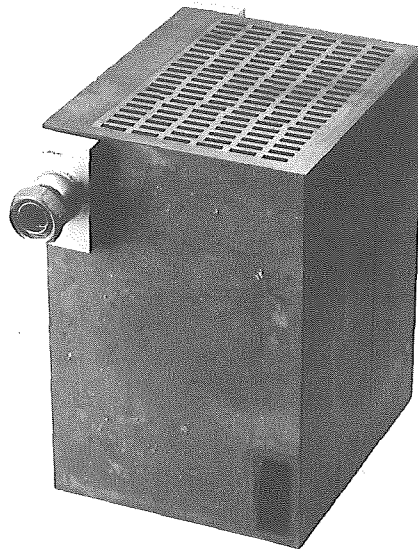


Abb. 2b Keramischer Heizkessel mit Wasseranschluß nur über die Zu-/Auslauföffnung wegen integrierter Wasserverteilung / -sammlung

4. Prototyp Keramik-Brennwert-Gas-Heizgerät

Die Abbildung 3 zeigt den Prototyp des Keramik-Brennwert-Gas-Heizgerätes, wie er von Viessmann Werke KG in Zusammenarbeit mit der KFA aufgebaut wurde, die Abbildung 4, das dazugehörige Schaltungsschema (a) und die keramischen Komponenten (b).

In einem Rahmen von 850 mm x 600 mm x 600 mm sind alle notwendigen Komponenten einschließlich der Umwälzpumpe, des Ausdehnungsgefäßes und der Steuer- und Regeleinrichtung untergebracht. Kernstück ist die vertikale Anordnung der verbrennungsgasführenden keramischen Komponenten. Von oben nach unten hinter der Brenngas/Luft-Vormischung: Flammenhalterplatte, Brennkammer, Heizkessel und Kondensatabscheider. Die Auslegung und Konstruktion dieser keramischen Komponenten erfolgte bei KFA, die Fertigung bei RTAG bzw. HCT. Vom Kondensatabscheider erfolgt die Ableitung der Abgase in einem PVC-Rohr, und das Kondensat wird über einen Syphon abgegeben. Wegen des Kondensatanfalls und dessen der Schwerkraft folgenden Austrags wurde die Verbrennungsführung gegen den Auftrieb von oben nach unten festgelegt. Der zugehörige Gebläsebrenner ist neu und von KFA entwickelt. Das Heizungsrücklaufwasser wird von unten nach oben im Gegenstrom zum Verbrennungsgas geführt und dabei nacheinander zum größten Teil im Heizkessel und zum kleineren Teil in der Brennkammerwandung erwärmt. Die Leistung des Gerätes ist stufenlos veränderbar.

Für das Brennwert-Heizgerät (BMFT-Projekt) wurde seitens der projektbegleitenden Industriepartner ein Pflichtenheft aufgestellt. Die daraus wichtigsten Zielwerte und die aus Versuchen ermittelten Ergebnisse sind in Tabelle 3 gegenübergestellt.

Tab. 3 Zielwerte aus Pflichtenheft, Ergebnisse am Laborgerät

			Zielwert	Laborgerät
Leistungsbereich:	Vollast	kW	15	17
	Teillast	kW	5	3
Raumquader Gesamtgerät B T H		mm	600 x 650 x 850	600 x 600 x 850
Betriebsart über Leistungsbereich			modulierend	modulierend
Abgaswerte:	CO ₂ -Gehalt	%	> 10,5	10 - 10,8
	Rußzahl		0	0
	CO-Gehalt	ppm	< 100	20 - 150
		mg/kWh		20 - 150
	NO _x -Gehalt	ppm	< 50	30 - 60
		mg/kWh		50 - 100
Kesselwirkungsgrad bezog. auf H _u		%	102	101 - 105

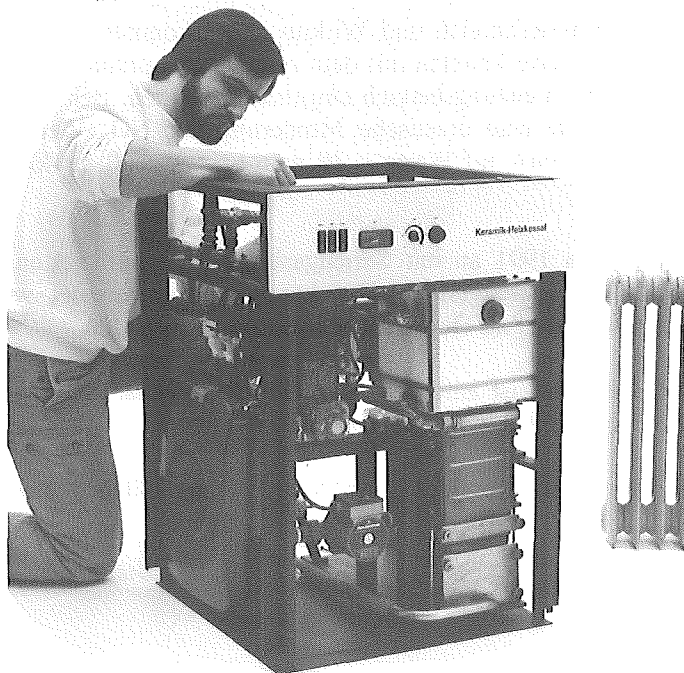


Abb. 3 Prototyp Keramik-Brennwert-Gas-Heizgerät

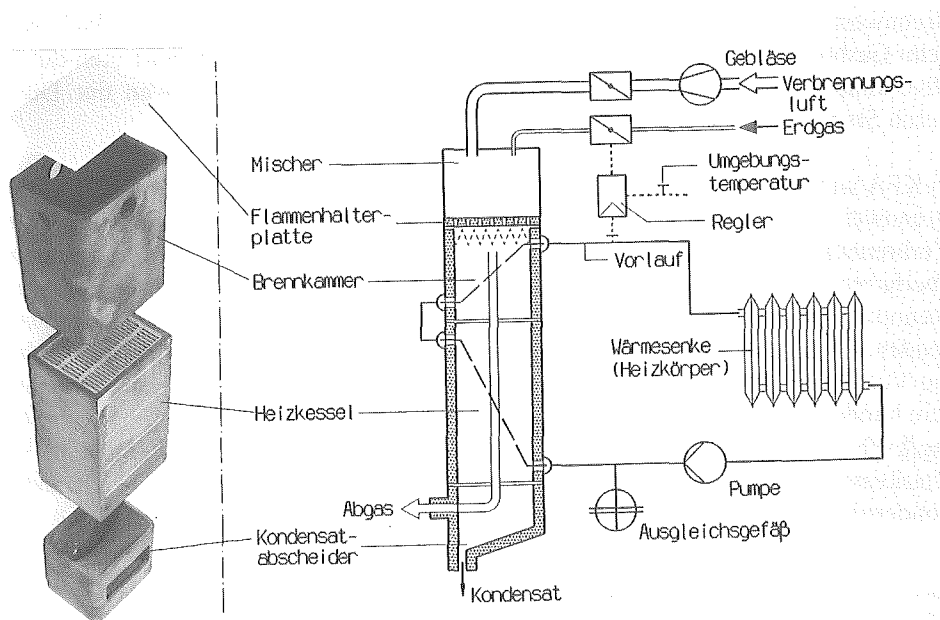


Abb. 4 Keramik-Komponenten und Schaltschema des Brennwert-Gas-Heizgerätes

Die Zielwerte für Leistungsbereich und Wirkungsgrad konnten erreicht werden. Die geforderten Abgaswerte konnten mit dem noch nicht optimierten Gasbrenner nicht über den gesamten Leistungsbereich eingehalten werden. Bei Versuchen mit Abgasrückführung wurde eine drastische Minderung der NO_x -Werte über den geforderten Leistungsbereich auf Werte < 30 ppm bzw. ca. 50 mg/kWh nachgewiesen.

HCT hat von 1989 bis 1991 an mit Seriengasbrennern modifizierten Keramik-Heizgeräten Field-Tests durchgeführt. Der keramische Heizkessel wurde vom TÜV Bayern geprüft; er darf als Heizkessel eingesetzt werden.

Der keramische Heizkessel ist anforderungsgerecht herstellbar. Fragen der Optimierung beziehen sich auf den Weg zur billigsten Fertigung.

In Kürze ist die Markteinführung des gasgefeuerten Keramikheizgerätes beabsichtigt.

5. Ölverdampfungsbrenner für Brennwert-Heizgerät

Mit einem heute üblichen Ölzerstäubungsbrenner ist das vorstehend beschriebene Brennwert-Heizgerät nicht zu betreiben. Die Brennkammer ist mit ca. 2 dm^3 , wie beim Gasbrenner, dafür zu klein. Es würden Verstopfungsprobleme auftreten durch Ölverkokungsrückstände an den Kessel Abgaseinlaß-Schlitz und an der Düse durch Stauwärme nach dem Abschalten.

In KFA wurde ein völlig neuartiger Ölverdampfungsbrenner entwickelt und für den Brennwert-Heizgerät-Einsatz erfolgreich erprobt. Das Heizöl wird in einem der Verbrennungszone unmittelbar nachgeschalteten Verdampfer in darin erzeugtem überhitzten Wasserdampf verdampft und als molekulardisperses Gemisch der Verbrennungsluft beigemischt und verbrannt. Wegen des bei der Verbrennung anwesenden Wasserdampfes (der ein mehrfaches der Brennstoffmenge ausmacht) wird die Verbrennungstemperatur auch bei nahstöchiometrischer Verbrennung um mehrere hundert Grad abgesenkt. Dies führt zu Stickoxidwerten < 35 ppm bzw. ca. 60 mg/kWh¹. Der im Abgas enthaltene Wasserdampf zur Ölverdampfung wird im Heizkessel bei der weiter vorne angegebenen Abgasabkühlung auf 46°C vollständig kondensiert und dem Verdampfer zurückgegeben.

¹ Der neue Mirola-Gas-Brennwertkessel von Viessmann hat nach Werksangaben bei $\lambda = 1,1$ bis $1,3$ NO_x -Werte < 15 mg/kWh bzw. < 10 ppm. Dabei wird ein Strahlungsbrenner-System für eine temperaturabgesenkte Verbrennung angewandt. Dieses Verbrennungsprinzip wurde mit einem modifizierten Ölverdampfungsbrenner bereits 1989 in KFA demonstriert.

3.

Entwicklungen in der Kerntechnik

Aspekte der weltweiten Nutzung der Kernenergie Jürgen Kupitz Isidor Weisbrodt	181
Europäische Sicherheitsforschung für zukünftige Kerntechnik Herbert Diehl Erwin Balthesen Werner von Lensa	192
Zukunft der Kernenergie - Situation und Arbeiten in der Schweiz Wolfgang Kröger	199
Hat Kernenergie Zukunft ? Neue Sicherheitsanforderungen und neue Lösungen Kurt Kugeler	209
Kernenergie - auch in Zukunft wirtschaftlich ? Ulf Hansen	219
Die Folgen eines schweren Kernreaktorunfalls - Tschernobyl Hans Bonka	230
Leichtwasserreaktoren mit erhöhter Sicherheit Enno Hicken	238
Der Hochtemperaturreaktor - das Kernkraftwerk der Zukunft Heiner Bonnenberg	245
Endlagerung radioaktiver Abfälle Manfred H. Bloser	252
Entsorgung radioaktiver Reststoffe Herbert Dreisvagt	257
Transmutation radioaktiver Abfälle anstatt Langzeit-Endlagerung? Peter-W. Phlippen	262

Aspekte der weltweiten Nutzung der Kernenergie

Jürgen Kupitz Isidor Weisbrodt

1. Introduction

Der "World Energy Council" (WEC) /1/ und die "International Atomic Energy Agency" (IAEA) /2/, haben kürzlich ihre neuesten Studien über den heutigen Stand der globalen und regionalen Energieversorgung sowie über die voraussichtliche Entwicklung in den nächsten 20 bis 30 Jahren vorgestellt. Dabei werden von WEC unter Berücksichtigung von voraussichtlichem Bevölkerungswachstum, globaler und regionaler Umweltverschmutzung - Luft, Wasser und Land - und globaler Klimafährdung CO₂ und andere Treibhausgase - drei alternative Energie- bzw. Wirtschafts- Wachstumspfade (bei verstärktem wirtschaftlichem Wachstum, im Referenzfall, bei aus ökologischen Gründen erzwungenem niedrigen Wachstum) diskutiert, während IAEA sich auf zwei Alternativen - einen oberen und einen unteren Grenzfall - beschränkt.

In diesem Beitrag werden die "Aspekte der weltweiten Nutzung der Kernenergie" verstärkt beleuchtet.

2. Nuklear-erzeugte Energie heute und in der Zukunft

WEC hat 1992 die in Abb. 1 /1/ gezeigte Abschätzung des Anstiegs des Gesamtenergiebedarfs bis 2020 für die drei genannten Wachstumspfade vorgestellt. Hierbei ist zugrunde gelegt, daß sich die Weltbevölkerung mit heute 5,3 Milliarden Menschen bis 2010 auf etwa 7,2 Milliarden und bis 2020 auf etwa 8 Milliarden erhöhen wird.

Tabelle 1 /2/ zeigt eine von IAEA 1992 auf den neuesten Stand gebrachte obere und untere Abschätzung des Weltenergiebedarfs von 1991 bis 2010 - mit Angabe gleichfalls einer oberen und einer unteren Abschätzung für den Anteil, der durch Kernenergie gedeckt werden könnte. Die in dieser Tabelle angegebenen Werte basieren auf weltweit 420 Kernkraftwerken in 1991 mit einer Kapazität von etwa 327.000 MW(e), während für 2010 weltweit eine Kapazität von etwa 412.000 MW(e) (unterer Wert) bzw. 503.000 MW(e) (oberer Wert) unterstellt wird. WEC schätzt demgegenüber für 2020 eine nukleare Kapazität von etwa 670.000 MW(e) für den Referenzfall bzw. von etwa 740.000 MW(e) für ein verstärktes wirtschaftliches Wachstum bzw. von 500.000 MW(e) für ein ökologisch erzwungenes niedriges Wachstum.

Obwohl mit Unsicherheiten behaftet, zeigen diese Zahlen deutlich, daß über die nächsten 30 Jahre ungefähr noch einmal soviele Kernkraftwerke gebaut werden müssen wie bisher, wenn man den altersbedingten Ersatz bestehender Anlagen miteinbezieht. Ein Auslaufen der Kernenergie, wie gelegentlich unterstellt, kann

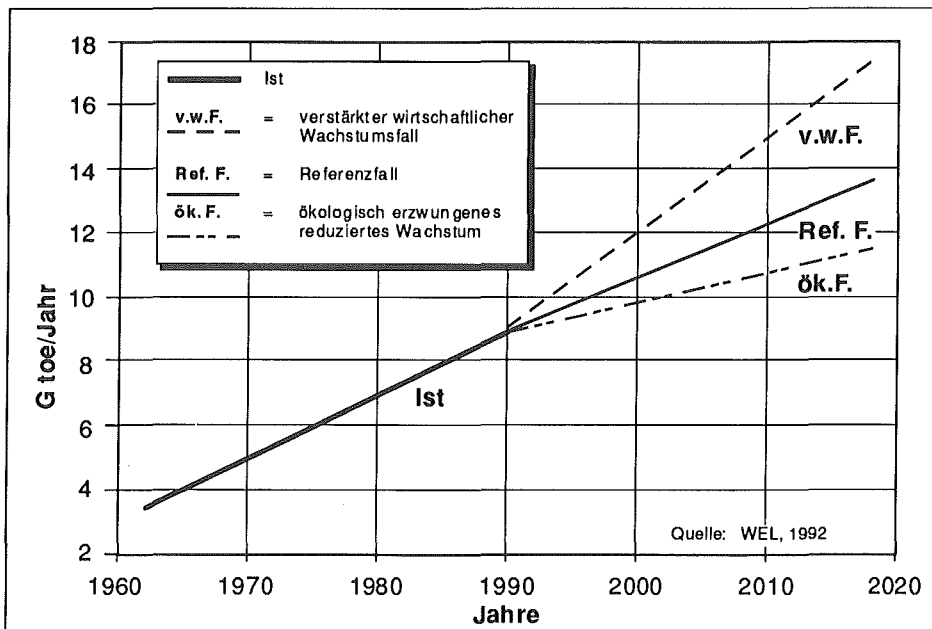


Abb. 1 Weltenergiebedarf (Historie, Projektionen)

Tab. 1 Abschätzungen des gesamten Weltenergiebedarfs (EJ); prozentuale Anteile der Stromerzeugung; prozentualer Anteil der nuklearen Energie

Hinweis a): Die jeweils oben bzw. unten angegebenen Zahlen des gesamten Energieverbrauchs sind die unteren bzw. oberen Abschätzungen

Ländergruppe	1991			2000 (a)			2010 (a)		
	Gesamter Energieverbrauch	Proz. Anteil für Stromerzeugung	Proz. Anteil der nukl. Energie	Gesamter Energieverbrauch	Proz. Anteil für Stromerzeugung	Proz. Anteil der nukl. Energie	Gesamter Energieverbrauch	Proz. Anteil für Stromerzeugung	Proz. Anteil der nukl. Energie
Nordamerika	91.1	37.8	7.3	99.0 104.0	42.0 43.0	7.0 6.9	101.0 111.0	49.0 51.0	7.2 7.2
Lateinamerika	23.4	26.2	0.5	29.0 31.0	35.0 37.0	1.2 1.1	36.0 39.0	42.0 53.0	1.0 1.4
Westeuropa	60.8	37.3	11.5	66.0 69.0	41.0 42.0	11.0 11.0	68.0 74.0	47.0 49.0	11.0 11.0
Osteuropa	74.3	28.5	3.4	84.0 87.0	31.0 33.0	3.9 4.2	91.0 96.0	36.0 40.0	4.6 6.2
Afrika	15.5	20.1	0.6	19.0 20.0	26.0 28.0	0.6 0.5	23.0 26.0	32.0 32.0	0.6 1.1
Mittel-, Ost- und Südasien	24.8	22.5	0.2	32.0 33.0	28.0 31.0	0.7 0.7	41.0 44.0	35.0 39.0	1.0 1.2
Südostasien und Pazifik	13.0	24.7		16.0 17.0	28.0 29.0		20.0 22.0	30.0 37.0	0.6 1.4
Former Osten	60.1	29.8	4.8	73.0 76.0	33.0 37.0	6.0 6.2	85.0 94.0	38.0 47.0	6.7 7.4
Gesamt Welt	362.9	31.5	5.3	419.0 438.0	35.0 37.0	5.4 5.4	464.0 508.0	41.0 45.0	5.5 6.1

daher keine realistische Planungsgrundlage für die Zukunft sein. Dies ist ein Aspekt, der von allen Beteiligten in Wirtschaft, Politik und Forschung in der gegenwärtigen schwierigen Situation für die Kernenergie berücksichtigt werden muß. Lösungen sollten dabei international abgestimmt werden, da die Probleme in den meisten Ländern ähnlich sind.

Von Bedeutung ist, daß - auch aus Sicht des WEC - der "ökologisch erzwungene niedrige Wachstumspfad" die Gefahr eines Bumerang-Effekts beinhaltet. Ein niedriges Sozialprodukt, verursacht durch ein zu niedriges Energieangebot, bringt die Gefahr eines noch höheren Bevölkerungswachstums mit sich. Dies wiederum führt zu einer weiteren Umweltverschmutzung, verbunden mit höherem CO₂-Ausstoß, wenn vorwiegend fossile Energieträger eingesetzt werden. Eine politische Destabilisierung ist nicht auszuschließen.

Von weiterer Bedeutung ist, daß auch der Club of Rome seine Einstellung zur Kernenergie grundsätzlich revidiert hat /3/ angesichts der möglichen, schwerwiegenden Folgen einer Klimaveränderung beim weiteren Einsatz fossiler Brennstoffe.

3. Aspekte für den künftigen Einsatz der Kernenergie in den Industrie- und Entwicklungsländern

3.1. Motivation

Zu diesem Thema gibt es eine Vielfalt von Veröffentlichungen /4/ - /10/, so daß hier nur eine Zusammenfassung gegeben werden soll.

Als unbestreitbare Vorteile der Kernenergie gelten:

Kein CO₂

Die Umwelt wird nicht durch klimaschädliche Gase wie CO₂, Methan, Fluorkohlenwasserstoffe, etc. belastet. Bereits 1991 brachte die Nutzung der Kernenergie eine Verminderung des CO₂-Ausstosses (im Vergleich zu Kohle) um 2000 Millionen t pro Jahr. Falls ab 2000 nur Kohle - anstatt nuklearer Energie benützt würde, dann würde sich der CO₂-Ausstoß im Jahre 2020 um 12.000 Millionen t CO₂ vergrößern. Dieses sind eindrucksvolle Zahlen, wenn man berücksichtigt, daß zum Beispiel den 2.000 Mio t/a CO₂ Ausstoß ein Kohleverbrauch von ungefähr 500 Mio t/a entspricht. Diese Menge wiederum beträgt mehr als das Zehnfache der deutschen jährlichen Steinkohleförderung.

Drastische Reduktion der übrigen Emissionen

Jeglicher Ausstoß an SO₂, NOX und Staub mit Schwermetallen wird bei Anwendung der nuklearen Energie vermieden. Der Anfall an nichtradioaktivem und radioaktivem Abfall bzw. dessen Abgabe über den Schornstein liegt selbst bei einem modernen Kohlekraftwerk gleicher Leistung per Jahr um mindestens den Faktor 10⁴ höher als für ein Kernkraftwerk. Während beim Kernkraftwerk der anfallende Abfall sicher einbehalten und endgelagert werden kann, wird beim Kohlekraftwerk ein großer Teil unkontrollierbar über das Abgas weitflächig verteilt und bleibt zum Teil dauerhaft an der Oberfläche oder langfristig in der Atmosphäre.

Ferner benötigt das Kohlekraftwerk große Deponieflächen, die auf Dauer einer wirtschaftlichen Nutzung verloren gehen. Nur die regenerativen Energiesysteme auf Basis Sonne, Wind, Wasser, Geothermie sind ebenfalls nahezu emissionsfrei.

Ressourcenschonung

Fossile Rohstoffe können als künftig wertvolle Rohstoffe für Verkehr, Chemie, Pharmazie etc. geschont, anstatt durch Verbrennung in Kraftwerken verschwendet werden.

Umweltschutz

Vermeidung der Folgen von saurem Regen und Vermeidung massiver Beeinträchtigung von Landschaften durch verstärkten Ausbau von Wasserkraftwerken.

Versorgungssicherheit

Kernenergie ist ein Energieträger großer Reichweite und günstiger Vorratshaltung (kleine Mengen) und der Möglichkeit der Diversifizierung (Uran, Thorium, Plutonium).

Wirtschaftliche Stabilität

Die Kernenergie bietet das Potential einer wirtschaftlichen Energieversorgung als Beitrag zu einem stabilen Wirtschaftswachstum. Ihr Einsatz hilft auch, den Preisanstieg für fossile Energieträger zu stabilisieren.

Vergleiche zwischen Kernenergie, fossil erzeugter Energie und den regenerativen Energiesystemen bezüglich Kosten, Wirtschaftlichkeit, Umweltbelastung und Risiken sind in den Referenzen /4, 5a, 5b und 7/ behandelt. Die Wirtschaftlichkeitsanalysen können wie folgt zusammengefaßt werden (Abb. 2). Die Gestehungskosten für Energie aus modernen Kohle- oder Gaskraftwerken, (auch aus GuD-Kraftwerken) im Vergleich zu Energie aus Kernkraftwerken, sind annähernd gleich. Je nach Kraftwerksstandort kann es Vor- oder Nachteile für den einen oder anderen Energieträger geben. Jedoch ist derzeit eine objektive finanzielle Bewertung der verbleibenden Umweltbelastung bei allen Energieträgern aus methodischen Gründen noch nicht erfolgt. Es wird aber erwartet, daß die fossilen Energieträger relativ stärker als Kernenergie belastet werden.

Im Falle der regenerativen Energieträger ist derzeit und in absehbarer Zukunft nur die Wasserkraft wirtschaftlich attraktiv. Eventuell könnte das regional auch für die Geothermie zutreffen. Solar oder mit Wind erzeugter Strom ist um etwa den Faktor

10 - 20 höher als fossil bzw. als nuklearerzeugter Strom. Aspekte der Speicherung,

z. B. als H₂, oder die einer konventionellen Kapazitätsvorhaltung sind in diesem Zusammenhang gleichfalls zu beachten. Ähnliche Kostenaussagen gelten auch für die anderen regenerativen Energiesysteme wie Biomasse o. ä. Daraus folgt, daß die alternativen Energieerzeugungstechnologien eben noch nicht großtechnisch sinnvoll einsetzbar sind.

Bezüglich des Risikos für Gesundheit und Leben, der Umweltverträglichkeit und der Akzeptanz zeigt der Vergleich /5a und 5b/ zwischen den verschiedenen Energiesystemen folgendes:

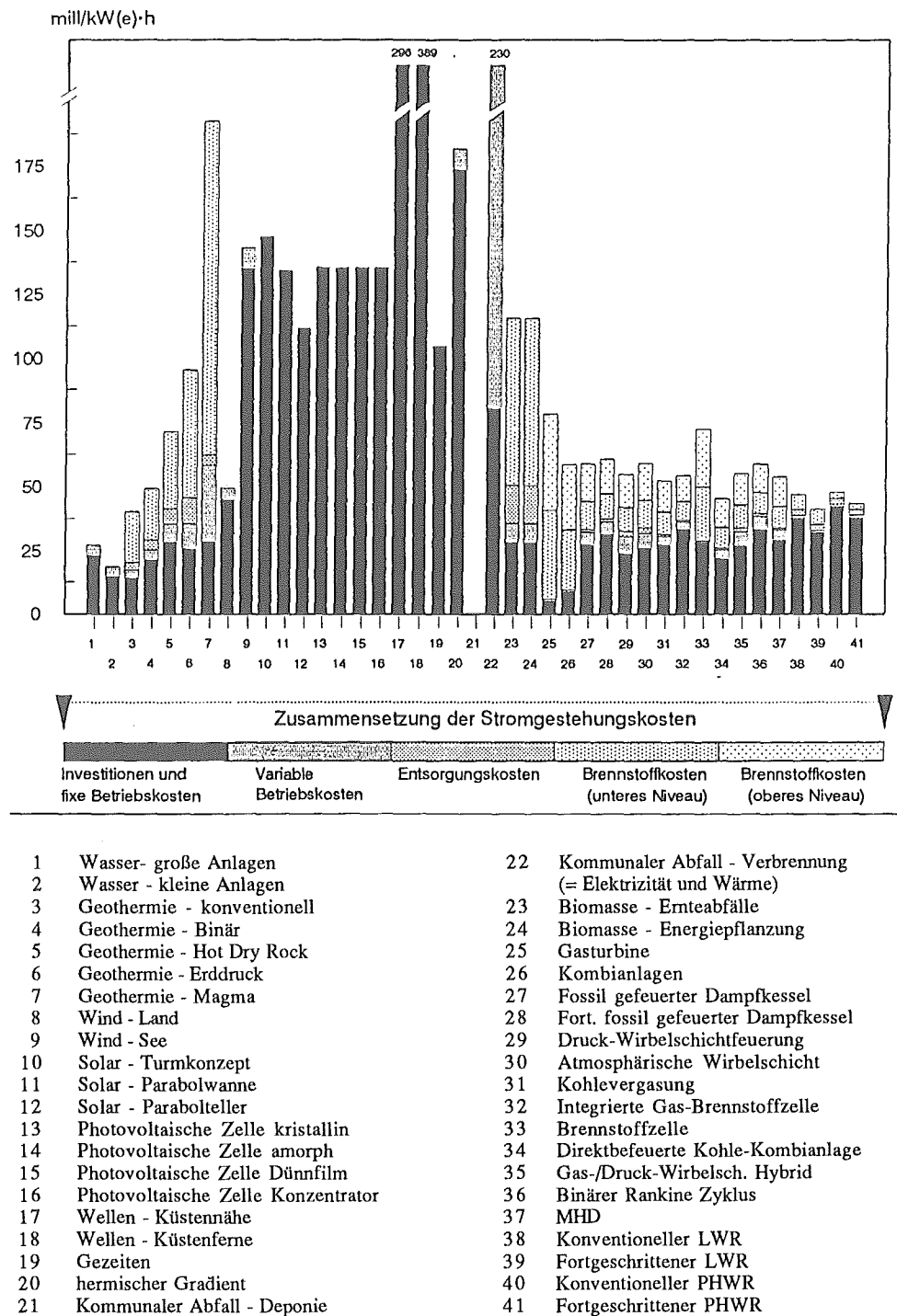


Abb. 2 Technologien zur Elektrizitätserzeugung

Unabhängig vom Reaktortyp werden die gesundheitlichen Risiken der Kernenergie im Vergleich zur Kohle, Öl, Gas, Holz, Sonne und Wasserkraft mit einem Faktor 10-100 (Abb. 3) deutlich kleiner eingeschätzt. Die Praxis zeigt, daß auch die regenerativen Energiesysteme heute große und zum Teil unüberwindliche Probleme bei Umweltverträglichkeit und Akzeptanz verursachen.

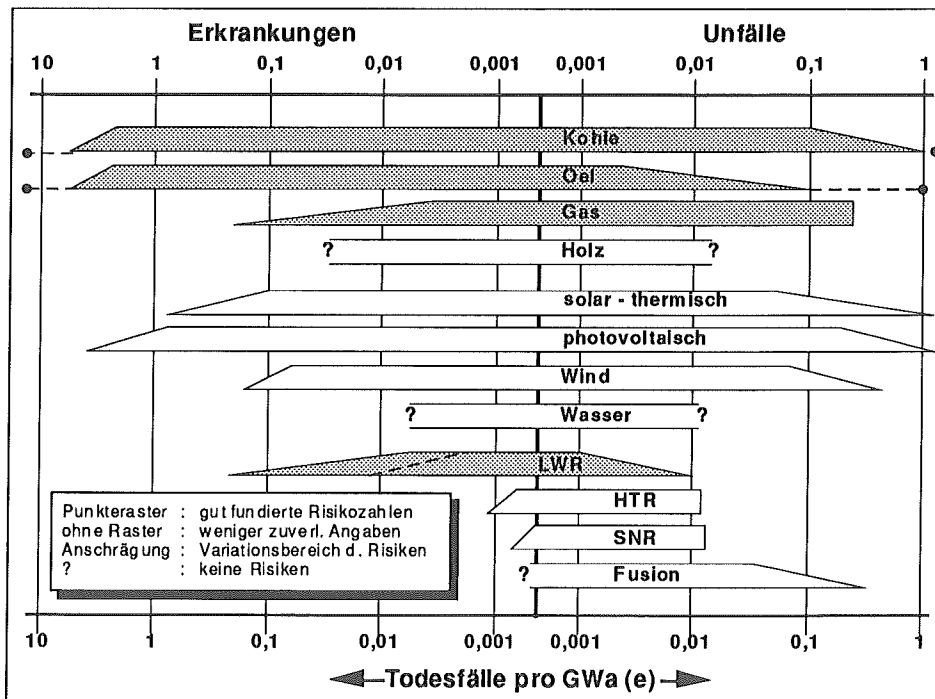


Abb. 3 Todesfälle der Bevölkerung pro elektrischer Energieproduktion aufgrund verschiedener Energieerzeugungssysteme (ohne Großunfälle, Summe der Risiken aus sämtlichen Prozeßstufen)

3.2. Künftige Anforderungen an Auslegung, Betrieb und Sicherheit von Kernenergieanlagen

Die bisherigen Erfahrungen mit Kernkraftwerken sind bis auf bestimmte Ausnahmen insgesamt sehr positiv, wenngleich regional große Unterschiede bestehen. Vor allem haben der große Störfall in TMI und der Unfall in Tschernobyl, sowie eine Reihe von kleineren Störfällen in den verschiedenen Kernkraftwerken, überwiegend im konventionellen Bereich, zu einer Akzeptanzkrise geführt.

Nicht zuletzt in dem Bestreben, die erkannten Schwachstellen zu beseitigen, schreitet die Entwicklung der Kraftwerkstechnologie und der Leittechnik voran, so daß weitere Verbesserungen bei künftigen Kraftwerken möglich sind und dann

auch realisiert werden. Insgesamt führt dies dazu, daß Kernkraftwerke noch sicherer werden als sie es heute schon sind.

Die Schwerpunkte für die weitere Entwicklung können wie folgt zusammengefaßt werden:

- Verbesserung der Mensch/Maschinen-Schnittstelle
- Verstärkte Anwendung von passiven Sicherheitseigenschaften bei Komponenten und Systemen
- Vermeidung der Notwendigkeit einer weiträumigen Evakuierung der Bevölkerung und einer großflächigen Landverseuchung auch bei sehr schweren und extrem unwahrscheinlichen Unfällen.

Zusammen mit Forschungsinstituten, Industrie und mit den Betreibern verschiedener Mitgliedsländer hat die IAEA in den letzten Jahren eine Reihe von Studien und Analysen über fortgeschrittene Reaktoren der nächsten Generation durchgeführt und die Möglichkeiten von Verbesserungen zusammenfassend dargestellt /11, 12/. In der **Tabelle 2** sind die auf internationaler Basis abgestimmten Entwicklungsziele für fortgeschrittene Reaktoren in einem Auszug zusammengefaßt /12a/.

Tab. 2 Ausgewählte Entwicklungsziele für fortgeschrittene Reaktoren

- | | |
|----|--|
| 1. | Sicherheit |
| - | weitere Verbesserung von Corestabilität und Nachwärmeabfuhr |
| - | verstärkte Nutzung von inhärenten und passiven Sicherheitseigenschaften |
| - | Verbesserung der Mensch/Maschinenschnittstelle |
| - | Reduzierung der Auswirkung von schweren Unfällen auf die Umgebung |
| 2. | Zuverlässigkeit |
| - | Verbesserungen bei Inspektion und Wartung |
| - | Vereinfachung und Standardisierung |
| 3. | Wirtschaftlichkeit |
| - | Vereinfachung und Standardisierung |
| - | Gewährleistung von Stabilität im Anlagendesign und Genehmigungsverfahren |
| - | Gewährleistung kurzer Bauzeiten |
| - | Verringerung der Betriebs- und Wartungskosten |
| 4. | Anwendung |
| - | Ausweitung des Spektrums der Anlagenleistung und des Einsatzgebietes |
| - | Aufbau der Infrastruktur in Entwicklungsländern |
| - | Erhöhung des Technologietransfers in Entwicklungsländer |
| - | Maximierung der landeseigenen Fertigung |

3.3. Anwendungsmöglichkeiten

In diesem Buch wird eine Reihe von Beiträgen zur breiten Nutzung der Kernenergie über die Elektrizitätserzeugung hinaus veröffentlicht. Deshalb wird dieses Thema hier nicht weiter behandelt, zumal in /13/ die Ergebnisse der von der IAEA in internationaler Zusammenarbeit durchgeführten Untersuchungen zu diesem Thema ausführlich beschrieben sind.

3.4. Modelle für Entwicklungsländer

Die IAEA hat in 1992 die Notwendigkeit und die Machbarkeit der friedlichen Nutzung der Kernenergie in Entwicklungsländern erneut bestätigt /8/ - /10/. Um vor allem den Einsatz dieser Energie zu fördern und die Entwicklungsländer dabei zu beraten und zu unterstützen, hat die IAEA 1986 eine Expertengruppe aus den Bereichen der Energie und des Bankenwesens eingesetzt. Diese Expertengruppe hatte drei Aufgaben. Erstens waren die zu lösenden Probleme zu identifizieren und zu analysieren und vor allem das Problem der Finanzierung näher zu durchleuchten. Zweitens sollten Lösungen vorgeschlagen und speziell im Hinblick auf Förderung und Finanzierung, Beratung und Unterstützung angeboten werden. Schließlich war die Rolle der IAEA zu definieren.

Die wesentliche Empfehlung ist, daß Energie in jeder verfügbaren Form in der dritten Welt benötigt wird, um das Wirtschaftswachstum und damit einen Anstieg der Lebensqualität zu ermöglichen. Vor allem eine höhere Elektrifizierung ist dringend notwendig. Darüber hinaus wurde angeführt:

- der Elektrizitätsbedarf der Entwicklungsländer kann nur durch einen substantiellen Ausbau der fossilen Kraftwerke und der Wasserkraftwerke zusammen mit der Einführung bzw. Erweiterung der Nuklearenergie sichergestellt werden;
 - zuverlässige Kernkraftwerke, sowie kohle- oder gasgefeuerte Kraftwerke mit modernen Umweltschutzanlagen können als geeignete Instrumente für die großtechnische Elektrizitätserzeugung und für die Substitution von Öl in der Stromerzeugung der Entwicklungsländer angesehen werden;
 - die Erfahrung in solchen Ländern, welche bereits die Kernenergie nutzen, hat gezeigt, daß die nuklearerzeugte Elektrizität in nahezu allen Fällen mit konventionellen Energieerzeugungs-Technologien wettbewerbsfähig ist;
 - das Hauptproblem betrifft die Finanzierung. Sie kann vor allem durch einen hohen Eigenanteil des betroffenen Entwicklungslandes bei Bau, Fertigung und Betrieb erleichtert werden. Im Prinzip muß jedoch die Finanzierung von Fall zu Fall geklärt und gelöst werden;
- im Gegensatz zu dem erprobten Stand der Nuklearenergie erlauben es die noch ungeklärten technischen und wirtschaftlichen Aspekte und die Risiken der Solarenergie, der Windenergie, der Biomasse etc. nicht, sich auf absehbare Zeit auf die großtechnische Elektrizitätsdeckung durch Einsatz dieser Technologien zu verlassen. Sie können jedoch in kleinen oder abgelegenen Orten - ohne Anschlußmöglichkeit an das Elektrizitätsnetz - eingesetzt werden. Der relative Anteil an der Energieerzeugung ist mit einigen Prozent zwar gering, jedoch groß genug, um Erfahrungen mit

diesen Technologien zur Weiterentwicklung und Markteinführung zu sammeln;

- die IAEA hat eine wesentliche Beraterrolle für die Entwicklungsländer in den Bereichen Technik, Sicherheit, Wirtschaftlichkeit und Öffentlichkeitsarbeit.

4. Notwendigkeit der sicherheitstechnischen Nachrüstung der bereits im Betrieb und Bau befindlichen Kernkraftwerke

Die IAEA hat in Zusammenarbeit mit Experten aus verschiedenen Mitgliedsländern umfangreiche Studien und Analysen über den Sicherheitsstandard in den Kernkraftwerken Osteuropas und der ehemaligen UdSSR durchgeführt /8, 9, 10, 14, 15/.

Dabei wurden Defizite in der Sicherheit der ersten Generation von Leichtwasserreaktoren sowjetischer Bauart, den VVERs 440/230, festgestellt und eine vorgezogene Außerbetriebnahme einiger Anlagen empfohlen. Bei den Anlagen der zweiten Generation, den VVERs 440/213, und zu einem geringen Grad bei den VVERs 1000 wurden zwar auch Sicherheitsmängel festgestellt, eine Nachrüstung aber für technisch machbar und wirtschaftlich vertretbar angesehen. Nicht zufriedenstellend war die Situation bei den RBMKs. Obgleich bereits wesentliche Sicherheitsmängel behoben worden sind, bestehen immer noch Zweifel, ob die sechs ältesten RBMKs wirtschaftlich voll nachgerüstet werden können. Insgesamt sind die geschätzten Kosten für die Nachrüstung der Kernkraftwerke in Osteuropa und in der ehemaligen UdSSR erheblich. Die notwendigen Finanzierungen sind deshalb noch nicht sichergestellt.

Die IAEA hat in internationaler Zusammenarbeit Empfehlungen über den minimal erforderlichen Sicherheitsstandard von Kernkraftwerken erstellt und fördert den Austausch von Erfahrungen bei Entwicklung, Planung, Bau, Betrieb, bei Wartung/Inspektion und bei der Außerbetriebnahme. Durch den langjährigen Umgang mit diesen Themenkreisen hat die IAEA einen großen Fundus an Erfahrungen aufgebaut. Sie ist bereit, jedes der Mitgliedsländer auf Wunsch intensiv und fachkundig zu beraten. Die Verantwortung und Zuständigkeit für die Durchsetzung und Gewährleistung eines adequate Sicherheitsstandards liegt jedoch jeweils bei den nationalen Behörden und den Herstellern und Betreibern.

5. Zusammenfassung

WEC hat bei seiner 15. Tagung im September 1992 deutlich zum Ausdruck gebracht, daß die Kernenergie aus Gründen des Umwelt- und Klimaschutzes, aus Wirtschaftlichkeitsgründen und wegen der Versorgungssicherheit, die sie bietet, auch künftig unverzichtbar, und daß ein weiterer Ausbau nötig ist. Dies gilt sowohl für die Industrieländer, als auch für die Entwicklungsländer. Der WEC empfiehlt darüber hinaus zur Sicherstellung der künftigen Energieversorgung zu wirtschaftlich vernünftigen Kosten den Einsatz aller potentiellen Energieträger - seien es solche auf fossiler, regenerativer oder nuklearer Basis.

Die IAEA hat zur Sicherheit von Kernkraftwerken umfangreiche Studien und

Analysen in enger internationaler Zusammenarbeit mit Forschung, Industrie und Betreibern durchgeführt.

Sie hat ferner Modelle für Finanzierung, Bau und Betrieb von Kernkraftwerken entwickelt, um speziell Entwicklungsländern den Zugang zu dieser Technologie zu erleichtern. Wegen der weltweiten Kapitalknappheit einerseits und des verlangsamten Wachstums der Kernenergie in den Industrieländern andererseits, ist allerdings auch der Einsatz von Kernenergie in den Entwicklungsländern hinter den Erwartungen zurückgeblieben. An dieser Situation wird sich in absehbarer Zeit solange wenig ändern, bis daß sich die Öffentlichkeit der Klimabedrohung voll bewußt ist und die Politik zum Handeln zwingt.

Angesichts der vielen Optionen, die zur Verwirklichung und weiteren Verbesserung der Kerntechnik zur Verfügung stehen und angesichts der für wünschenswert erachteten Harmonisierung von Auslegungs- und Sicherheitszielen sind ein erheblicher internationaler Informationsaustausch und eine verstärkte internationale Zusammenarbeit notwendig. Sowohl von den Statuten her wie auch aufgrund ihrer langjährigen Erfahrung ist IAEA hierfür das einzige globale Forum.

Die Erfüllung dieser Aufgaben erfordert jedoch nicht nur politische Unterstützung durch die Mitgliedsländer, sondern auch gerade heute eine dem Umfang und Bedeutung der Aufgabe angemessene finanzielle Ausstattung.

6. Literatur

1. Energy for Tomorrow's World - the Realities, the Real Options and the Agenda for Achievement, 15th World Energy Congress, (September 1992) Madrid - Spain
2. Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2010, Reference Data Series No. 1, (July 1992), International Atomic Energy Agency, Vienna
3. Club of Rome, The Global Revolution 1991
4. B. A. Semenov, The Present Status and Trends in Nuclear Power and Safety and the Role of IAEA, International Atomic, Energy Agency, (1992), Beijing- China
- 5a. L.L. Bennett, P. Molina, T. Müller, Electricity and the Environment, International Atomic Energy Agency, (1992), International Journal for Global Energy Issues, Volume 4, No. 3
- 5b. A. F. Fritsche, Gesundheitsrisiken von Energieversorgungssystemen, Verlag TÜV Rheinland, Köln
6. E. Bertel, J. F. Van de Vate, The Role of Nuclear Energy in Safe and Environmentally Benign Power Generation in Central and Eastern European Countries, Second International Symposium, The World Energy System, European Dimensions, (October 1992), Budapest, Hungary

7. Kernenergie und Andere Energieoptionen, Nutzen, Risiken, Wirtschaftlichkeit, Verein Deutscher Ingenieure, VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI Berichte 984, (1992), Aachen
8. H. Blix, Energy, Economics, Environment and Nuclear Power, International Atomic Energy Agency, (March 1992), Cairo
9. H. Blix, United Nations Conference on Environment and Development, International Atomic Energy Agency, (June 1992), Rio de Janeiro
10. H. Blix, Nuclear Power in Perspective, International Atomic Energy Agency, (August 1992), Elsinore, Denmark
11. B. A. Semenov, J. Kupitz, J. Cleveland, Prospects for the Development of Advanced Reactors, International Atomic Energy Agency, International Conference on Design and Safety of Advanced Nuclear Power Plants, (ANP 1992), Tokyo
12. B. A. Semenov, P. Dastidar, J. Kupitz, J. Cleveland, A. Goodjohn, Trends in Advanced Reactor Development and the Role of the IAEA, International Atomic Energy Agency, World Energy Conference, (September 1992), Madrid - Spain
- 12a. Objectives for the Development of Advanced Nuclear Plants, IAEA-TECDOC-682, International Atomic Energy Agency, Vienna, Austria, (January 1993)
13. M. J. Crijns, V. Krett, Non-Electrical Applications for Nuclear Power, International Atomic Energy Agency, World Energy Conference, (September 1992), Madrid - Spain
14. M. Rosen, Nuclear Power in Eastern Europe and the CIS - an International Challenge?, International Nuclear Safety Assistance to Eastern Europe, International Atomic Energy Agency, (September 1992), World Energy Council, Madrid - Spain
15. A. Birkhofer, Nuclear Power in Eastern Europe and the CIS - an International Challenge?, Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) mbH, (1992), World Energy Council, Madrid - Spain
16. Promotion and financing of Nuclear Power Programmes in Developing Countries, (1987), International Atomic Energy Agency, Vienna

Europäische Sicherheitsforschung für zukünftige Kerntechnik

Herbert Diehl Erwin Balthesen Werner von Lensa

1. Kernenergie in Europa

Die Europäische Gemeinschaft umfaßt hochindustrialisierte Länder mit ausgedehnten Ballungsgebieten. Sie ist auf eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung entscheidend angewiesen, um den Lebensstandard ihrer Bürger gewährleisten zu können. Gleichzeitig besteht ein großes Interesse daran, die Umweltauswirkungen der Energieversorgung gering zu halten und die Versorgungssicherheit durch Diversifizierung der Primärenergieträger zu erhöhen.

Kernenergie deckt in Westeuropa mehr als ein Drittel des Strombedarfs. Sie trägt mit unterschiedlich hohen Anteilen in den einzelnen Ländern zur Stromversorgung bei. Während einige Länder bislang auf Kernenergienutzung verzichtet haben, liegt der Anteil der Kernenergie an der Stromerzeugung in den übrigen Ländern zwischen 5 % (Niederlande) und 75 % (Frankreich).

Obwohl der Ausbau der Kernenergie ins Stocken geraten ist, ist ein kernenergiefreies Europa kein realistisches Bild der Zukunft. Zunehmend reift die Erkenntnis, daß auch unter globalen Umweltgesichtspunkten Kernenergie einen größeren Anteil an der Energieversorgung übernehmen sollte.

Kernenergie ist eine supranationale Aufgabe. Diese Einsicht führte nicht zuletzt zur Gründung von Euratom. So ist es sicherlich keine sinnvolle Lösung für ein Land, sich für ein Moratorium beim Ausbau der Kernenergie auszusprechen und die entstehenden Versorgungsengpässe z.B. durch Bezug von Strom aus Kernkraftwerken direkt jenseits der Grenze zu lösen. Andererseits wird es durch die Annäherung von Lebensgewohnheiten und die wechselseitige Beeinflussung politischer Strömungen innerhalb der EG auf Dauer auch nicht möglich sein, Kernenergie in einem Land isoliert auszubauen, während die Nachbarländer sich von der Kernenergie abwenden.

2. Sichere Kernkraftwerke der Zukunft

Die Kernkraftwerke neuerer Bauart in den Ländern der EG zeichnen sich durch hervorragende Verfügbarkeiten und hohe Sicherheitsstandards aus. Trotz dieser positiven Erfahrungen mit laufenden Kernkraftwerken wird von großen Teilen der Bevölkerung das Risiko eines katastrophalen Versagens auch bei sehr geringen

Eintrittswahrscheinlichkeit nicht hingenommen. Dies gilt mit unterschiedlichen Gewichten für alle europäischen Staaten.

Die Hauptlinie der kerntechnischen Entwicklung in Europa wird - kommerziell getragen - in der evolutionären Weiterentwicklung der laufenden Kernkraftwerke bestehen. Ihr großer Vorteil liegt in mehreren tausend Jahren kumulierter Betriebserfahrung und der ständigen Weiterentwicklung durch die Hersteller unter Ein-schluß der Elektrizitätswirtschaft sowie von staatlichen Genehmigungs- und Aufsichtsbehörden.

Der bewährte evolutionäre Weg sollte jedoch durch die Untersuchung neuer Konzepte für zukünftige Kernreaktoren sowie auch einzelner Komponenten mit anderen weitergehenden Sicherheitseigenschaften ergänzt werden, wie dies z.B. auch in USA geschieht. Eine Vielfalt neuer Reaktorsysteme ist bereits vorgeschlagen worden, die sich durch erhöhte Anteile passiver oder auch inhärenter Sicherheitseigenschaften auszeichnen. Die Betrachtung neuer Konzepte darf dabei aber nicht auf das Kraftwerk begrenzt werden, sondern sollte ergänzend auch den Brennstoffkreislauf insgesamt unter kurz- und langfristigen Gesichtspunkten der Sicherheit erfassen.

Unabhängig von speziellen Systemlösungen ist zu erwarten, daß die Schutzziele für zukünftige Reaktoren so erweitert werden, daß bei Unfällen sowohl akute gesundheitliche Schäden und Spätschäden als auch großflächige Landkontaminationen praktisch als ausgeschlossen anzusehen sind. Sowohl kurzfristige als auch längerfristige Katastrophenschutzmaßnahmen außerhalb der Anlage sollten nicht erforderlich sein.

Konzepte von zukünftigen Reaktorsystemen sehen z.B. vor: Verbesserte Spaltproduktückhaltung, größere Bedienungsfreundlichkeit, verringerte Komplexität der Anlage und Entsorgungserleichterungen. Auf technische Schritte zur Erreichung dieser Ziele wird später beispielhaft eingegangen. Ein künftiges Forschungs- und Entwicklungsprogramm sollte nicht monostrukturiert darauf zielen, festgeschriebene Grenzwerte zu erreichen oder über ein bestimmtes Anlagenkonzept eine europäische Demonstrationsanlage zu realisieren. Es sollten erfolgversprechende technische Lösungsvorschläge angeregt und weiterverfolgt werden, deren gemeinsames Ziel die höhere Sicherheit der Kernenergie ist.

Derartige Forschungs- und Entwicklungsarbeiten können in den Ländern der Gemeinschaft u. a. auch dazu beitragen, Ausbildung und Qualifikation in diesem wichtigen Technologiebereich zu sichern, sowie wissenschaftliche Grundlagen auszubauen, ohne die eine Spitzentechnologie nicht bestehen kann.

3. Ein gemeinsamer europäischer Ansatz

In den Ländern der EG gibt es Forschungs- und Entwicklungskapazitäten auf dem Gebiet der Kernenergie von anerkannter Kompetenz. Das gilt für die großen, Kernkraftwerke bauenden oder kerntechnische Komponenten liefernden Unternehmen wie auch für die nationalen und europäischen Forschungseinrichtungen. Die in der Gemeinschaft vorhandene industrielle und technisch-wissenschaftliche Kapazität stellt eine Verpflichtung dar, sie auch für eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung der Welt einzusetzen.

Es gibt in der Kerntechnik auf europäischer Ebene zwischen Herstellern, Elektrizitätswirtschaft und Forschungseinrichtungen bereits viele Kooperationen, welche dahingehend erweitert werden könnten, in einem koordinierten Ansatz neue Elemente von sicheren Reaktorkonzepten der Zukunft zu entwickeln und zu erproben. Industrie und Wissenschaft werden hierbei eng zusammenarbeiten müssen.

Um eine Initiative zu starten, um Aufgaben und Entwicklungsrichtungen zu diskutieren und zu definieren, wurde im Juni 1992 ein Workshop der europäischen Forschungseinrichtungen durchgeführt, zu dem auch Industrievertreter eingeladen waren.

Die Teilnehmer des Workshops vertraten die Ansicht, daß die Reaktortechnik analog zu anderen Technologien noch erhebliche Entwicklungspotentiale besitzt, um Sicherheit und Wirtschaftlichkeit zu steigern. Die Umsetzung dieser Potentiale verlangt jedoch weitere umfangreiche F&E-Arbeiten, welche z.T. die nationalen Möglichkeiten übersteigen.

Ein derartiges Programm benötigt breite Perspektiven und einen offenen Informationsaustausch zwischen den europäischen Forschungsstellen. Die angestrebten Ergebnisse sollten allen europäischen Ländern zur Verfügung stehen, um grundsätzliche Entscheidungen zur künftigen Nutzung der Kerntechnik zu ermöglichen und zur Überwindung der Akzeptanz- und Wirtschaftlichkeitsproblematik beizutragen.

Vor diesem Hintergrund hat sich eine Initiative aus den EG-Mitgliedsländern heraus gebildet, die die Kommission aufgefordert hat, in Zusammenarbeit mit den Mitgliedsländern das laufende "Forschungs- und Ausbildungsprogramm im Bereich der nuklearen Sicherheit bei der Kernspaltung (1990 - 1994)" im 4. Rahmenprogramm entsprechend zu erweitern und die finanziellen Mittel zu erhöhen.

Dieser Vorstoß steht u.a. auch im Einklang mit dem Memorandum der Bundesregierung Deutschland zur Forschungs- und Technologiepolitik an die EG-Kommission von Anfang 1992 und den Empfehlungen des BMFT-Arbeitskreises "Zukunft der Kernenergie". Es wird erwartet, daß die nationalen Regierungen im Rahmen ihrer Verpflichtung für eine sichere Energieversorgung in ihren Ländern sowie Hersteller und Elektrizitätswirtschaft diese Bemühungen unterstützen.

4. Technische Grundzüge eines sicherheitsorientierten Entwicklungsprogramms

Die Struktur eines sicherheitsorientierten Entwicklungsprogramms für inhärent sichere Reaktorsysteme läßt sich aus den physikalischen Erfordernissen zum sicheren Einschluß der Radioaktivität in der Anlage ableiten:

- passive Beherrschung von Reaktivitäts-/Kühlungsstörfällen
- selbsttätige Abfuhr der Nachzerfallswärme
- Erhalt wirksamer Spaltproduktbarrieren
- Resistenz gegen äußere/innere Einwirkungen
- effektive, einfache Interventionsmöglichkeiten.

Ansätze zur Lösung dieser Schlüsselfragen lassen sich aus den diversen "evolutionären und revolutionären" Reaktorkonzepten ableiten.

4.1. Begrenzung der Reaktivität

Die Auswirkungen von Reaktivitätsstörfällen lassen sich durch optimierte Core- und Brennstoffkonfigurationen naturgesetzlich begrenzen bzw. praktisch ausschließen. Für Druckwasserreaktoren werden dazu z. B. Coreauslegungen ohne Borzusatz im Kühlmittel angestrebt oder selbstwirkende Boreinspeisungen sichergestellt (PIUS). Bei Brutreaktoren könnte z. B. der negative Temperaturkoeffizient mit modifizierten Reaktorcores so erhöht werden, daß zerstörerische Leistungsexkursionen auch ohne schnellwirkende aktive Abschaltssysteme ausgeschlossen sind. Für HTR gilt es, den Reaktivitätsanstieg bei Wassereinbruch zu begrenzen.

4.2. Passive Nachwärmeabfuhr und Containmentkühlung

Für die passive Nachwärmeabfuhr sind unterschiedliche Prinzipien anwendbar. Bei flüssigkeitsgekühlten Reaktoren können Naturkonvektionsvorgänge genutzt werden, um die Nachzerfallswärme auch ohne Pumpen - z. B. bei Stromausfall - abführen zu können. Darüber hinaus können große Speicher vorgesehen werden, um mit Druck oder Schwerkraft stets eine Bedeckung des Cores mit Kühlmittel zu erreichen. Verdampfungs- und Kondensationsprozesse können ebenfalls zu einer effektiven Kühlung ohne Einsatz aktiver Systeme beitragen. Bei gasgekühlten Reaktoren mit hochtemperaturbeständigen Brennelementen kann sogar ausschließlich über Wärmestrahlung und Wärmeleitung eine inhärent sichere Wärmeabfuhr gewährlei-

stet werden. Um diese naturgesetzlichen Phänomene zur Notkühlung verwenden zu können, müssen Leistungsdichte, Leistungsgröße und ggf. auch die Coregeometrie angepaßt werden.

Zur Vermeidung einer Überhitzung des Reaktorschutzgebäudes und damit verbundener unzulässiger Druckerhöhung sind neue Konzepte zur Kühlung des Reaktorschutzgebäudes unter Nutzung der oben angegebenen Grundprinzipien in Diskussion. So ist z. B. vorgeschlagen worden, die innere Stahlhülle des Containments direkt mit Außenluft zu kühlen. Daneben sind auch andere Konzeptionen mit Sprühsystemen oder Wärmetauschern denkbar.

Bei allen diesen neuen Ansätzen sind die physikalisch treibenden Kräfte z. T. wesentlich niedriger als bei aktiven Systemen, sie erfordern daher genauere Analysen und Versuche zum Nachweis der selbstwirkenden Funktion. Andererseits sind neue Systeme noch intensiv auf Schwachstellen und Verträglichkeit im gesamten Sicherheits- und Betriebskonzept zu überprüfen. Dabei ist auch die Wirtschaftlichkeit zu beachten.

4.3. Mehrfache Spaltproduktbarrieren

Die Rückhaltung radioaktiver Substanzen wird durch mehrfache Spaltproduktbarrieren gewährleistet, wobei die passive Kernkühlung auf den Erhalt des Spaltprodukteinschlusses im Brennelement gerichtet ist. Dies setzt im allgemeinen zumindest eine Strukturintegrität der zweiten Barriere - dem Reaktordruckbehälter und dem Primärkreis - voraus, welcher damit besondere Bedeutung zukommt. Bisher als hypothetisch eingestufte Versagensmechanismen müssen für innovative Reaktorsysteme analysiert werden, wenn die Wahrscheinlichkeiten für große Unfälle insgesamt signifikant abgesenkt werden sollen. Neben praktischem Versagensaus-schluß und Beherrschungskonzepten müssen auch alternative Behälterkonzepte, wie z. B. kalte, vor hohen Neutronendosen geschützte Stahldruckbehälter sowie vorgespannte, berstsichere Beton- oder Gußbehälter weiterentwickelt werden; Belastungen, wie interne Dampfexplosion oder der Hochdruckpfad bei Kernschmelze sind genauer zu untersuchen.

Sofern naturgesetzlich ein Kernschmelzen nicht ausgeschlossen werden kann, kommt dem Erhalt der Barrierenfunktion des Reaktorschutzgebäudes höchste Bedeutung zu. So besteht eine der vorgeschlagenen Lösungen in einer außerordentlichen Verstärkung des Containments. Ein Corecatcher muß dann ein Durchdringen des Containmentfundaments verhindern und eine langfristige Kühlung der Core-schmelze sicherstellen. Außerdem sind die Druckbelastungen aus Gas- und Dampfexplosionen genau zu klären.

Die Kenntnisse über Freisetzungs- und Rückhalte-mechanismen von Spaltprodukten sind für den Nachweis der Einhaltung tolerabler Grenzwerte auch unter den Randbedingungen extremer Unfallsituationen weiter zu vertiefen. Daneben sind auch

neue Ansätze zu analysieren, die eine bessere Rückhaltung in der Brennstoffmatrix durch Spaltprodukt-Trapping, bessere Wärmeleitung oder Temperaturbeständigkeit etc. erlauben.

4.4 Äußere und innere Einwirkungen

Aufgrund absehbarer äußerer und innerer Einwirkungen wie Erdbeben, Flugzeugabstürze bzw. Behälterbersten, Gas-/Dampfexplosionen, Brände etc. sollten katastrophale radiologische Konsequenzen für die Umgebung ebenfalls praktisch ausgeschlossen werden können. Die Resistenz herkömmlicher Bauweisen und möglicher Alternativen für das Containment und innere Strukturen ist vor dem Hintergrund heutiger Technologien neu zu werten. Erdbebenfolgen sind auch für den hypothetischen Bereich zu klären.

4.5. Vereinfachte Entsorgung

Schließlich gilt es, die mit jeder Energietechnologie verbundenen Abfallströme so gering wie möglich zu halten und unvermeidbare Reste umweltverträglich zu entsorgen. Langlebige Aktiniden lassen sich in modifizierten Reaktoren in kurzlebige Elemente konvertieren und so die scheinbar ewig andauernde Entsorgungsproblematik in eine für die verursachende Generation abzuwickelnde Aufgabe umwandeln. Der erleichterte Abriß von Kernkraftwerken muß bereits in die Planungen einfließen, um unnötige Strahlenbelastungen und aufwendige Demontagemaßnahmen zu vermeiden. Die Lagerkonzepte für radioaktiven Abfall müssen ohne nationale Präferenzen - auch vor dem Hintergrund neuer "safeguard"-Methoden sowie der Proliferationssicherheit - verglichen und bewertet werden, um eine optimale Sicherheit auch für künftige Generationen zu gewährleisten.

4.6. Bessere Wirtschaftlichkeit durch neue Sicherheitstechnologien

Neue technologische Ansätze müssen von Beginn an darauf ausgelegt sein, die beiden Ziele höchstmögliche Sicherheit und Wirtschaftlichkeit zu vereinen.

Dort wo möglich, sollte zwischen nuklearen und konventionellen Anlagenbereichen unterschieden werden, um betriebserprobte, kostengünstige Komponenten aus konventionellen Kraftwerken zu einem Bruchteil heute in der Kerntechnik üblicher Kosten verwenden zu können. Vor- und Serienfertigungen, typenspezifische Regelwerke sowie grenzüberschreitende Typengenehmigungen bergen noch erhebliche Kostensenkungspotentiale.

5. Perspektiven

Empfehlungen des EG-Ministerrats und von Gremien des Europäischen Parlaments sowie der EG-Kommission weisen die weiterführende Sicherheitsforschung und Technologieentwicklung auf dem kerntechnischen Sektor als eine bedeutende, gemeinsame europäische F&E-Aufgabe aus.

In Ergänzung kommerzieller Entwicklungsaktivitäten zu evolutionären LWR werden F&E-Arbeiten zu "Innovativen Reaktortechnologien" angestrebt, um die Entwicklungspotentiale der Kerntechnik im Hinblick auf höhere Sicherheit und Wirtschaftlichkeit zu erschließen. Wesentliche Programmziele sind dabei:

- Harmonisierte Bewertung technologischer Optionen,
- Bereitstellung verifizierter Methoden und Daten,
- Erhalt bzw. Erweiterung der know-how-Basis sowie der Konkurrenzfähigkeit für innovative Reaktortechnik,
- Motivation für junge Ingenieure, sich mit Kerntechnik zu befassen,
- Nutzung der Synergie erweiterter europäischer Kooperation,
- Entwicklung "transparenter" Sicherheitssysteme zur Verbesserung der Akzeptanz.

Ein solches Programm sollte nicht durch die kurzfristigen Terminvorgaben laufender kommerzieller Aktivitäten eingeengt werden, obwohl erhebliches "spin-off" auch für die aktuellen Projekte zu erwarten ist. In Kooperation von Reaktorindustrie, Betreibern und Forschungsstellen könnte die Basis für eine unter Umwelt- und Wirtschaftlichkeitsaspekten akzeptable längerfristige Nutzung der Kernenergie ausgebaut werden.

Zukunft der Kernenergie - Situation und Arbeiten in der Schweiz

Wolfgang Kröger

1. Analyse der Ausgangssituation

Der Endenergieverbrauch in der Schweiz betrug 1991 knapp 827 PJ. Der pro Kopf Verbrauch liegt in der gleichen Größenordnung wie in Deutschland, allerdings mit umgekehrter Tendenz (steigend). Auf der Anwendungsseite dominiert die Wärmeproduktion mit 58%, gefolgt von mechanischer Arbeit (39%) und Licht/ Chemie (3%). Zu über 75% wurde dieser Bedarf durch fossile Energieträger gedeckt, was grob auch die Auslandsabhängigkeit auf dem Energiesektor markiert; der Elektrizitätsanteil betrug knapp 21%.

Elektrizität wird in der Schweiz praktisch CO₂-frei bereitgestellt: Knapp 60% der Nettoerzeugung kommen aus Wasserkraftwerken, knapp 40% aus Kernkraftwerken. Obwohl im Winterhalbjahr massiv Strom aus französischen KKW importiert wird (Bezugsrechte von 2550 MWe), reichen die Exporte im Sommer immer noch aus, um eine positive Exportbilanz zu erzeugen; allerdings sank der Exportüberschuß von 20% der Jahresinlandproduktion Anfang der 80er Jahre auf 5% im Jahr 1991. Der Kernkraftwerkspark besteht aus den Anlagen Beznau (2 DWR à 350 MWe, 1969/71), Mühleberg (SWR, 320 MWe, 1972), Gösgen (DWR, 920 MWe, 1979) und Leibstadt (SWR, 990 MWe, 1984). Die Anlagen zeichnen sich durch eine konstant sehr hohe Verfügbarkeit und ausgezeichnete Betriebsdaten aus und wurden/werden kontinuierlich nachgerüstet.

Die schweizerische Energiepolitik spiegelt sich im Projekt "Energie 2000" wider, das nach Annahme des sog. Energieartikels durch das Volk 1990 vom Bundesrat lanciert wurde. Das Projekt trägt der allgemeinen Sorge über globale Phänomene (Klimaänderungen, Ressourcenschonung) Rechnung und konzentriert sich auf eine Stabilisierung mit anschließendem Rückgang des Energiekonsums bei gleichzeitiger Reduktion des CO₂-Ausstoßes um die Jahrhundertwende; dies soll primär durch freiwillige Einsparungen und technische Maßnahmen geschehen. Gezielte Lenkungsmaßnahmen (z. B. Energie- oder CO₂-Steuer) sind auch nicht auszuschließen und z.T. in Vorbereitung; sie stoßen allerdings im Volk auf großen Widerstand.

Der zu befürchtende Anstieg des Stromverbrauchs im Zeithorizont von "Energie 2000" (trotz der Appelle weiterhin 2.0-2.5% jährlich) soll durch Leistungserhöhungen in den bestehenden Kernkraftwerken um 10% und der Wasserkraftkapazität um 5% gedeckt werden; hinzu kommen weitere (geplante oder vereinbarte) Bezugsrechte aus Frankreich. Zudem sollen Anstrengungen unternommen werden, um den Anteil der übrigen erneuerbaren Energien bis im Jahr 2000 auf 0.5% zu erhöhen. Die "Aufrechterhaltung der Option Kernenergie" und die Förderung diesbezüglicher Forschung - auch auf dem Gebiet zukünftiger Reaktorkonzepte - werden ausdrücklich empfohlen.

Allerdings sind die gesellschaftspolitischen Randbedingungen in der Schweiz mit Blick auf die Kernenergie nicht optimal: Obwohl ein mit den Mitteln der direkten Demokratie ("Volksinitiativen") angestrebter Ausstieg aus der Kernenergie wiederholt - wenngleich knapp - 1979, 1984 und 1990 abgewendet werden konnte, wurde 1990 ein zehnjähriges Moratorium angenommen; bis ins Jahr 2000 dürfen demnach keine Bewilligungen für neue Kernkraftwerke erteilt werden. Andererseits hat die Landesregierung nach den Abstimmungsergebnissen und im Rahmen von "Energie 2000" zum sog. Energiefrieden aufgerufen, der einen ungehinderten und sicheren Betrieb der bestehenden KKW und eine konstruktive Zusammenarbeit von Kernenergiebefürwortern und Gegnern zum Finden optimaler Lösungen für die zukünftigen Bedürfnisse ermöglichen würde. In diesem Klima wurde noch vor den Abstimmungen das Projekt "Kaiseraugst" eingestellt; auch die Projekte "Graben" und "Verbois" werden von der Elektrizitätswirtschaft trotz vorliegender Standortbewilligung faktisch nicht weiter verfolgt. Kürzlich wurde vom Bundesrat im Sinne eines Kompromisses eine Leistungserhöhung um 10% im KKW Mühleberg bewilligt, aber anstelle der beantragten unbefristeten Betriebsbewilligung nur eine 10jährige erteilt. Die Industrie hat ihre Aktivitäten im Nuklearsektor stark reduziert bzw. sie ins Ausland verlegt; im Privatsektor sind noch die Ingenieurbüros in der Kerntechnik aktiv. Forschung konzentriert sich am Paul Scherrer Institut (PSI), das weiterhin auch den größten Teil der wissenschaftlichen Dienstleistungen für die Kernkraftwerke und die Sicherheitsbehörde (HSK, dem BEW unterstellt) erbringt.

2. Voraussetzungen für die Errichtung eines neuen Kernkraftwerkes

Überlegungen zu Randbedingungen, die vor Errichtung eines neuen KKW in der Schweiz zu erfüllen wären, sollten von der rechtlichen Situation ausgehen. Sie ist unterschiedlich, je nachdem, ob es sich um Reaktivierung eines alten Projektes mit altrechtlicher Standortbewilligung handelt (Graben, Verbois) oder um ein von Grund auf neues Projekt. Für alle Projekte gleichermaßen gilt, daß die erforderlichen atomrechtlichen Bewilligungen erst nach Ablauf des verfassungsmäßigen Moratoriums, also erst nach September 2000 erteilt werden können, es sei denn, dieses wird vorgängig durch den Verfassungsgeber (Volk und Stände) aufgehoben oder - was schlimm wäre - verlängert. Für "Neuprojekte" sind erforderlich:

1. Rahmenbewilligung, die den Nachweis der Sicherheit und Eignung des Standortes für den vorgesehenen Anlagentyp, Bedarfsnachweis für die zu erzeugende Energie und Entsorgungsnachweis namentlich voraussetzt. Sie wird vom Gesamtbundesrat nach zweimaligem Auflage- und Einwendungsverfahren mit Einbezug des Justizministeriums und Einholen von Gutachten erteilt und unterliegt der Genehmigung durch das Bundesparlament. Eine Volksabstimmung findet nicht statt. Eine Rechtsmittelmöglichkeit an ein Gericht besteht nicht.
2. Nukleare Bau- und Betriebsbewilligung, die in separaten Verfahren nach namentlichem Nachweis der Anlagensicherheit erteilt werden; auch hier sind die Bewilligungserteilungen langwierige Prozesse mit vorausgestellter öffentlicher Auslegung und Einspruchsmöglichkeit. Erste und einzige Bewilligungsinstanz für beide Bewilligungen ist der Bundesrat, ohne Rechtsmittelmöglichkeit.

Für "reaktivierte Projekte" ist für die Rahmenbewilligung nur der Bedarf nachzuweisen; der Entsorgungsnachweis steht erst bei der Betriebsbewilligung an.

Der Entscheid über ein neues KKW läge also in Händen des Gesuchstellers und der staatlichen Gremien, sofern das Volk dem nicht über ein Grundsatzvotum den Boden entzieht. Wichtig ist auch, daß die grundsätzliche technische Realisierbarkeit der Entsorgung als erwiesen gilt; der Standortnachweis für ein Endlager für hochaktive und langlebige mittlaktive Abfälle - und damit der Entsorgungsnachweis - ist aber noch nicht erbracht.

Setzt man den Ablauf des Moratoriums und ein positives Votum für die Errichtung eines neuen Kernkraftwerkes voraus, so müßte in einem kleinen Land wie der Schweiz ohne eigene Nuklearindustrie die Elektrizitätswirtschaft gezwungen sein, aus dem Marktangebot der ausländischen Hersteller die "beste" Anlage auszuwählen. Man kann davon ausgehen, daß

- eine neue Anlage idealerweise eine Standardanlage "von der Stange" sein oder mindestens auf einer Referenzanlage basieren soll, die bereits im Ausland in Betrieb ist oder zumindest eine Bewilligung hat, und
- projektspezifische Anforderungen der Behörde vor der Offerteinholung formuliert werden.

Dabei werden vermutlich die im Ausland zugrundegelegten Sicherheitskriterien, ggf. durch spezifische Kriterien ergänzt, übernommen; diese werden voraussichtlich gegenüber den heute geltenden verschärft sein. Die schweizerischen EVU möchten technologisch und genehmigungstechnisch auch zukünftig keinen Alleingang riskieren, sondern setzen auf eine intensive Zusammenarbeit mit dem Ausland. Dennoch wird ein eigener Forschungsaufwand als notwendig erachtet und gefördert, um ein eigenes Urteilsvermögen hinsichtlich Sicherheitsanforderungen und technischer Neuerungen aufrecht zu erhalten und bei Bedarf einsetzen zu können. Auf der Genehmigungsseite wird durch die EVU ein erheblich vereinfachtes und überschaubares Genehmigungsverfahren erwartet bzw. vorausgesetzt. Unnötige Hindernisse oder unvorhergesehene Anforderungen, die zu Verzögerungen und daher zu höheren Kosten führen, sollten ausschließbar sein. Tendenzen sind bereits im Ausland erkennbar, wie

- die Konsensbemühungen in Deutschland, wo durch Dialog der beteiligten Interessensgruppen stabile Voraussetzungen für einen Wiedereinstieg der Industrie in die Kerntechnik geschaffen und das finanzielle Risiko für neue Investitionen minimiert werden sollen;
- die in den USA im Rahmen des vom Nuclear Power Oversight Committee lancierten "Strategischen Plans zur Errichtung neuer Kernkraftwerke" angestrebte Standardisierung mit Typenprüfung (Certification) durch die NRC, die das Genehmigungsverfahren für die Einzelanlage auf die Bewilligung standortspezifischer Aspekte reduzieren würde.

Auch in der Schweiz müssen realistisch dem Bau eines neuen Kernkraftwerkes ein Bewußtseinswandel in der Gesellschaft und eine Verbesserung des Akzeptanzklimas vorausgehen. Zwingende Voraussetzungen dafür sind sicherlich die Einsicht in die Notwendigkeit und Verlässlichkeit dieser Technik. Die Angst vor

Unfällen mit verheerenden Folgen steht im Zentrum der Bedenken, die überhaupt mit technischen Mitteln beeinflussbar wären. Der Nachweis der Vertretbarkeit des Risikos, geknüpft an das Produkt aus Eintretenshäufigkeit und Tragweite von Schadensereignissen, unabhängig von der Schadenshöhe, reicht wohl in der Zukunft nicht aus, auch wenn eine solche Risikozahl konkurrenzlos klein wäre. Unabhängig der Unwahrscheinlichkeit bzw. bei bloßer Möglichkeit solcher Unfälle mißt die Bevölkerung dem Verlust des Kulturgutes oder Teilen des Landes besondere Bedeutung bei; sie werden oft sogar höher eingestuft als akute Todesfälle oder Spätfolgen.

Dementsprechend sollte sich die Reaktortechnik so entwickeln, daß schwere Unfälle glaubhaft ausgeschlossen werden könnten oder deren Folgen auf die Anlage selbst begrenzt blieben; normale Lebensgewohnheiten müßten weitgehend aufrechterhalten bleiben, eine Flächenkontamination sollte ausgeschlossen werden können. Dies würde den Verzicht auf eine kernenergiespezifische Katastrophenschutzplanung ermöglichen. Ähnlich klingende Motive, Ansätze und Anforderungen sind international festzustellen; je nach Herkunft, Ausgangssituation und favorisiertem Reaktorkonzept weisen sie aber erhebliche Unterschiede auf und bekräftigen die Notwendigkeit internationaler Koordination /1/.

In diesem Sinne hat sich auch die Schweizerische Akademie der technischen Wissenschaften (SATW) in einem Brief an den Energieminister, Bundesrat Ogi, zur Aufnahme neuer Schutzziele für zukünftige Kernkraftwerke geäußert, bei welchen dem Schadensausmaß eine auslegungsbestimmende Funktion zuteil käme. Die Sicherheitsbehörden sollten die Möglichkeit prüfen, bei zukünftigen KKW die maximale in die Umgebung freigesetzte Radioaktivität so zu begrenzen, daß Notfallmaßnahmen für die Bevölkerung (z.B. Evakuierung) unnötig werden. Die SATW begrüßt die Forschungsarbeiten in der Schweiz für diesbezügliche Reaktorkonzepte, sowie die aktive Beteiligung an internationalen Bemühungen; die Bevölkerung sollte sich sicher fühlen können. Nutzbare Vorleistungen wurden in der Vergangenheit bereits erbracht:

- Mitte der achtziger Jahre fanden Aktivitäten zur Entwicklung kleiner Heizreaktoren statt; die HSK hat Gedanken zu einem spezifischen Regelwerk mit verstärkten Sicherheitsanforderungen (um etwa eine Größenordnung herabgesetzte radiologische Grenzwerte gegenüber jenen für große KKW sowie technische Auslegungskriterien, z.B. "Karenzzeit" von 100 Stunden) angesichts möglicher verbrauchernaher Standorte und mit Blick auf einen möglicherweise unbemannten Betrieb formuliert.
- In letzter Zeit wurde die Studie "Réacteurs 2000" /2/ unter dem Patronat des BEW abgeschlossen, worin Exponenten der Energieszene, der Wissenschaft und der Politik ihre Ansichten zu den Anforderungen an mögliche Reaktoren der Zukunft in der Schweiz geäußert und so ein Profil solcher Anlagen umrissen haben; auch dort ist die Forderung strenger Sicherheitskriterien - keine Evakuierung notwendig - erkennbar.

Die international laufenden Entwicklungsarbeiten tragen bereits solchen Gedanken Rechnung. Obwohl die Konzepte für die nahe Zukunft - vor allem in den USA - eher der Konsolidierung des derzeitigen Sicherheitsstandards bzw. dem Erreichen von jenem Westeuropas anstreben, gehen die mittelfristig verfügbaren Konzepte einen entscheidenden Schritt weiter: Auch wenn die verschärften Si-

cherheitsziele nicht immer explizit in den Vordergrund gestellt werden, sind die Hersteller zuversichtlich, sie erfüllen zu können. Als wichtige Mittel auf dem Weg dahin werden heute die wesentliche Erleichterung einer herausfordernden Mensch-Maschine-Wechselwirkung, die stärkere Nutzung passiver Systeme und inhärenter Sicherheitsmechanismen und die Gewährleistung der Integrität der radiologischen Barrieren angesehen.

3. Diesbezügliche Forschungsarbeiten

Das PSI richtet einen Teil seiner Forschungsaktivitäten /3/ darauf aus, die Option Kernenergienutzung über das Ende des Moratoriums hinaus aufrecht zu erhalten. Durch Beteiligung an internationalen Forschungs- und Entwicklungsprogrammen sollen das dazu notwendige Know-how gesichert bzw. erworben und junge Fachleute herangezogen werden; ebenso wichtig ist sicherlich, zukunftsweisende neue Reaktorsysteme in ihren Möglichkeiten und Grenzen kennenzulernen und so zu ihrer Entwicklung beizutragen. Dazu gehören die folgenden Themenblöcke, die inhaltlich und zeitlich unterschiedlich ausgerichtet sind:

- 1) Forschungsbeiträge zum Nachweis der sicheren Endlagerung radioaktiver Abfälle, der sowohl für den Weiterbetrieb der bestehenden als auch für den evtl. Zubau neuer Anlagen zwingend ist (Programm Entsorgung).
- 2) "Aktives Verfolgen" international feststellbarer Bemühungen um neue Schutzziele und Anforderungen an die Sicherheit von Reaktoren der nächsten und vor allem der übernächsten Generation, z. B. bei der IAEA.
- 3) Untersuchung von Sicherheitsmerkmalen fortgeschrittener LWR; insbesondere von Problemen passiver Nachwärmeabfuhr (Projekt ALPHA).
- 4) Generische Untersuchungen zur Neutronenphysik von HTR mit LEU-Brennstoff (Projekt HTR-PROTEUS).

Die Schweiz sieht als Entsorgungskonzept für radioaktive Abfälle eine Endlagerung in tiefen geologischen Formationen vor. Die Realisierung liegt in den Händen einer nationalen Genossenschaft (NAGRA); das PSI konzentriert seine Beiträge dazu auf die Entwicklung und Validierung von Modellen sowie auf die Beschaffung und Evaluation von Daten, und zwar auf folgenden Gebieten:

- Charakterisierung von Abfallmatrizen hinsichtlich des Korrosions- und Freisetzungsverhaltens,
- Beschreibung des Langzeitverhaltens von Endlagerkomponenten,
- Beschreibung des Transportes von Radionukliden aus dem Endlager durch die Geosphäre bis zum Menschen.

Die gewonnenen Erkenntnisse werden periodisch im Rahmen von integralen Sicherheitsanalysen angewandt, die zum Ziel haben, die Auswirkungen neuer Erkenntnisse über Mechanismen und Daten auf die Sicherheit des Gesamtsystems abzuklären, früher offengebliebene Fragestellungen zu beantworten und dabei Konservativitäten in den Annahmen abzubauen. Das PSI ist an der zur Zeit laufenden Sicherheitsanalyse KRISTALLIN-1 wieder wesentlich beteiligt.

Die Charakterisierung von in Glas, Bitumen oder Zement verfertigten Abfällen (Abfallmatrizen) und die Beschreibung des Langzeitverhaltens der technischen

Barrieren eines Endlagers (Endlagerkomponenten) beinhalten vorwiegend chemische Fragestellungen. Während die Frage nach den Abbauprodukten von Bitumen und der Auflösung von Glas befriedigend geklärt worden sind, gehen die Untersuchungen von zementierten schwachaktiven Abfällen weiter. Ebenfalls weiterentwickelt werden Modelle zum Langzeitverhalten von Zement, ergänzt durch Experimente zum Transportverhalten von Radionukliden in Zementporenwässern. Ein Dauerthema ist die Evaluation thermodynamischer Konstanten für Löslichkeitsberechnungen, wobei zur Zeit das Schwergewicht auf organischen Komplexbildern liegt.

Die Beschreibung des Radionuklidtransportes durch das Nah- und Fernfeld eines Endlagers wirft gekoppelte physikalische und chemische Fragestellungen auf. Ein großer Aufwand wird zur Messung von Radionuklidsorption an verschiedenen Gesteinen und zu ihrem Verständnis mit Hilfe von Oberflächenkomplexierungsmodellen betrieben. Modellvorstellungen zum Transport von Tracern werden anhand von Laborexperimenten und Feldexperimenten, insbesondere im Felslabor Grimsel, getestet. Radionuklide können auch auf Kolloiden transportiert werden, weshalb Kolloide charakterisiert, ihre Konzentration gemessen, und Transportmodelle entwickelt werden.

Die Arbeiten sind langfristig angelegt und fest eingebunden in die internationalen Aktivitäten /4/. Der jährliche Personaleinsatz liegt bei etwas über 30 Personenjahren, die Betriebskosten erreichen fast eine Mio. sFr.; die NAGRA fördert die Arbeiten mit etwa 2,5 Mio. sFr. jährlich. Noch längerfristig angelegt, beteiligt sich das PSI an internationalen Bemühungen, die Menge zu lagernder extrem langlebiger Actiniden durch Transmutationsprozesse signifikant zu verringern. Hauptstoßrichtungen sind die Transmutationssysteme mit Beschleunigern und technologische Aspekte actinidenhaltiger Brennstoffe und Targetmaterialien.

Folgt man der LWR-Technologie als Basis für Reaktoren der nächsten Generation, so steht außer Zweifel, daß der Nachwärmeabfuhr per Naturumlauf gegenüber der heute üblichen Zwangskonvektion (also "passiv statt aktiv") größere Bedeutung zukommen wird. Die Mechanismen müssen aber so verlässlich verstanden sein, daß sie für die Auslegung und Genehmigung zukünftiger Reaktorkonzepte robuste Grundlage sein können. Das sog. ALPHA-Projekt /5/, das dazu nennenswerte Beiträge liefert, gliedert sich in vier Teile:

- 1) Durchführung integraler Experimente zur Untersuchung der Funktionsweise eines passiven Nachwärmeabfuhrsystems bei verschiedenen LOCA-Szenarien unter Berücksichtigung mehrdimensionaler Effekte und Phänomene, welche durch nicht kondensierbare Stoffe verursacht werden können. Die PANDA-Versuchsanlage simuliert dazu den Reaktordruckbehälter, das Containment und die neuartigen Kondensatoren in einem hochgelegten Wasserbecken eines mittelgroßen Siedewasserreaktors im Volumen-Maßstab 1:25, jedoch in Originalhöhe.
- 2) Die experimentelle Untersuchung von ein- und mehrphasigen Mischungsvorgängen mit und ohne Verdampfung oder Kondensation, die an verschiedenen Stellen des Reaktorsystems auftreten und dessen Verhalten wesentlich beeinflussen können. Sie sind für große Geometrien noch nicht systematisch erforscht; die numerischen Methoden und Codes bedürfen erheblicher Weiterentwicklung (Teilprojekt LINX).

- 3) Untersuchung des Transport- und Depositionsverhaltens von Aerosolen, die bei postulierten schweren Unfällen mit Kernschmelzen entstehen können. Eine Beeinträchtigung der Wärmeabfuhr durch Ablagerungen auf den Rohren der "speziellen Kondensatoren" könnte langfristig zu einem Integritätsverlust des Continents führen. Die experimentelle Grundlage bildet die POSEIDON-Anlage, die sich in der Inbetriebnahmephase befindet und die Erzeugung, Mischung (mit Wasser(-dampf) und Gas) und Messung von Aerosolen sicherstellt. Die neue AIDA-Meßstrecke wird zur Zeit konzipiert.
- 4) Entwicklung von Berechnungsmodellen und Validierung von bestehenden Codes (z.B. TRAC G) mit den gewonnenen experimentellen Daten sowie Übertragung der Modelle auf die reale Anlage.

Die Untersuchungen sollen soweit wie möglich generischer Natur sein, die Experimentieranlagen möglichst Mehrzweckcharakter haben; die Ausrichtung auf ein konkretes Projekt ist dennoch generell angestrebt und an einigen Stellen unumgänglich. So dient - insbesondere für die PANDA und AIDA-Testanlagen - der 600 MWe-SBWR von General Electric als technische Referenz. Das Projekt ist in das von EPRI koordinierte Programm für "advanced (passive) LWR" eingebunden; erste Tests zum Nachweis der Tauglichkeit des passiven Langzeit-NWA-Systems werden von der USNRC im Zuge der "Design Certification" für den SBWR verlangt. Das ALPHA-Projekt ist zunächst auf fünf Jahre bis Ende 1995 begrenzt; die Inbetriebnahmephase der PANDA-Anlage (Abb. 1) ist für 1994 geplant. Die Kosten belaufen sich auf insgesamt 18 - 20 Mio. sFr; etwa 2/3 werden von Dritten (Betreibern, Energiefonds etc.) getragen.

Aufgrund seiner inhärenten Sicherheitseigenschaften sowie seines Potentials für Energieerzeugung bei hohen Temperaturen könnte der HTR sehr langfristig eine wichtige Option für die Nutzung der Kernenergie darstellen. Für zukünftige HTR wird als Folge der Verträge über die "Nonproliferation" von Kernmaterial und des Fehlens einer kommerziellen Wiederaufarbeitung für hochangereicherten Brennstoff (highly enriched uranium, HEU) nur niedrigangereichertes Uran (low enriched uranium, LEU) verwendet. Die Neutronenphysik solcher HTR unterscheidet sich in wichtigen Punkten von den früher untersuchten HEU bzw. auf dem Thoriumzyklus basierenden Systemen. So sind beispielsweise die Reaktivitätsauswirkungen eines möglichen Wassereintrich-Störfalles grundsätzlich anderer Natur, hauptsächlich verursacht durch das unterschiedliche Verhalten von U-238 und Th-232. An der kritischen Anlage PROTEUS am PSI wurde ein neues Experimentierprogramm mit LEU-HTR-Kernkonfigurationen begonnen /6/. Die Experimente sind so konzipiert, daß neben Sicherheitsaspekten, wie bei dem oben erwähnten Wassereintrich-Störfall, generische Untersuchungen zur Reaktorphysik einen Hauptbestandteil bilden. Es werden nicht nur Gesamtreaktivitätseffekte - z.B. k_{eff} und Kontrollstabwerte - gemessen, sondern auch einzelne Neutronenbilanzkomponenten, wie Reaktionsraten im Brennstoff. So wird erstmals eine detaillierte Validierung der LEU-HTR-Berechnungen für verschiedene Moderations-Verhältnisse möglich. Zudem werden neben den üblichen stochastischen Ladungen der Brennstoff- und Moderatorkugeln deterministische Kugelpackungsgeometrien verwendet, um den Leerraum und damit Neutronenleakage-Effekte zu variieren und die entsprechenden Berechnungsmodelle zu prüfen. Wichtig ist auch die Entwicklung geeigneter Experimentiermethoden, um Zielgrößen - z.B. Reaktivitätseffekte und Reaktionsratenverhältnisse - in den schwer zugänglichen und mit

großen Reflektor-Wechselwirkungen geprägten HTR-PROTEUS-Kernen zu erfassen.

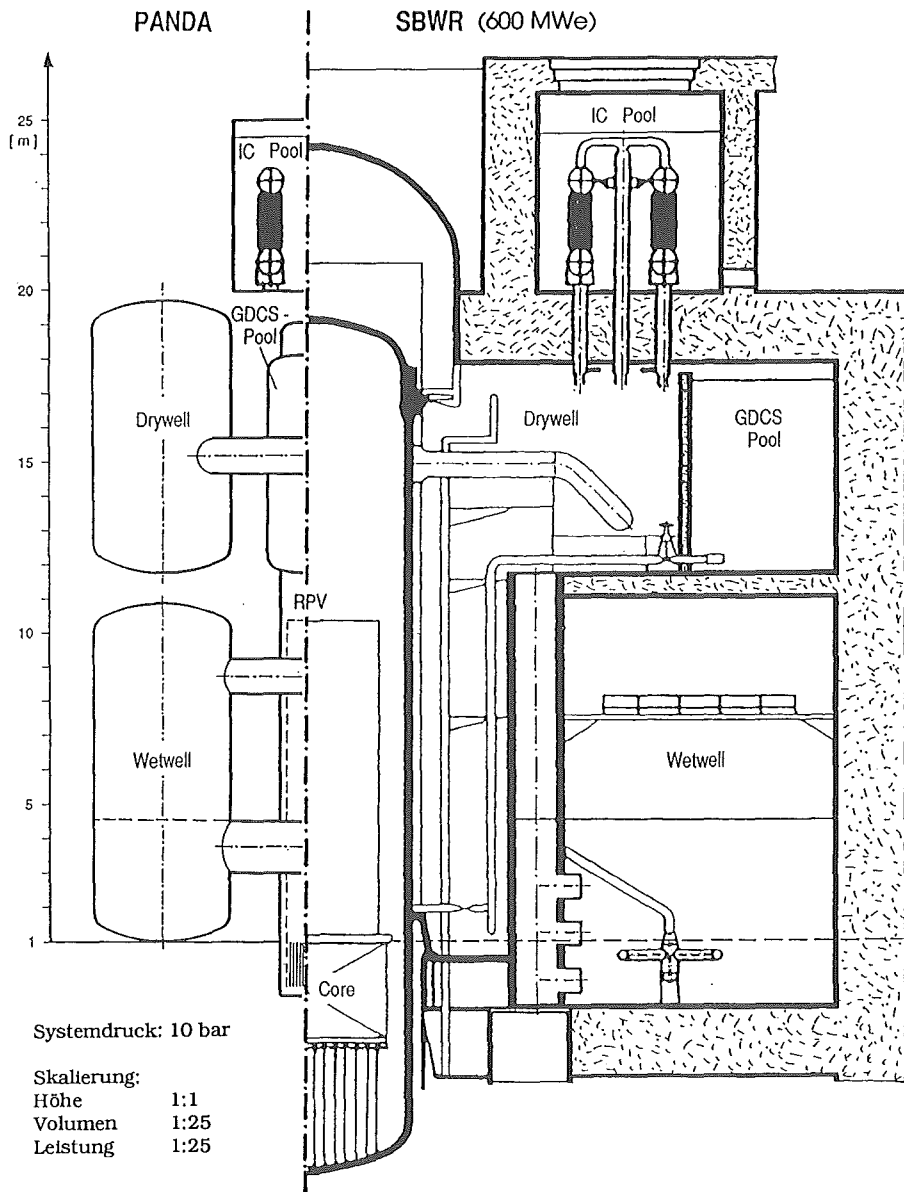


Abb. 1 Schematischer Schnitt durch Simplified Boiling Water Reactor (SBWR) von General Electric und PANDA-Testanlage des PSI

Die erste Kritikalität einer LEU-HTR-Kernkonfiguration im PROTEUS wurde am 7. Juli 1992 erreicht. Der Kern enthielt Brennstoff- und Moderator­kugeln im Verhältnis 2:1 in einer hexagonal dichtesten Packung. Während die berechneten und gemessenen Werte der Sicherheitsparameter (wie Kontroll- und Abschaltstabwerte) relativ gut übereinstimmten, wurde die kritische Höhe des Kugelhaufens in diesem ersten Kern signifikant (um ca. 10%) unterschätzt. Um die Ursachen für diese Unstimmigkeit identifizieren zu können, sind die detaillierten Messungen an diesem Kern, wie z.B. Reaktionsraten-Verteilungen (Abb. 2) und verschiedene Reaktivitätseffekte, genau zu analysieren.

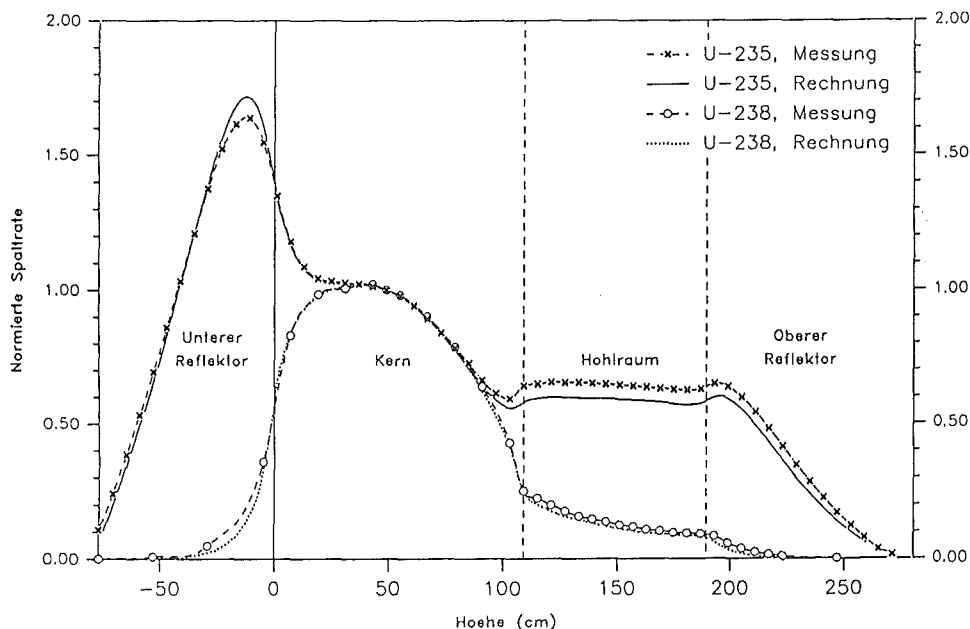


Abb. 2 Erste Vergleiche von gemessenen und berechneten axialen Spaltraten-Verteilungen für U-235 und U-238 im LEU-HTR-PROTEUS Kern 1. Alle Verteilungen sind bei einer Höhe von 49 cm auf 1.0 normiert.

Die experimentellen und analytischen Arbeiten im Rahmen des HTR-PROTEUS-Projekts werden ca. 4 Jahre dauern. Der Umbau der Anlage hat etwa 1 Mio. sFr. gekostet; die Brennelemente stammen aus der KFA Jülich. Etwa 9 PSI-Personen arbeiten an und mit der Anlage, hinzu kommen Gastwissenschaftler aus Ländern, die sich an diesem von der IAEA koordinierten Programm (CRP) beteiligen.

Literatur

1. W. Kröger, Beitrag der Technik zur verbesserten Akzeptanz und Konsensfähigkeit der Kerntechnik, atw (Veröffentlichung 1993)
2. P.-A. Haldi, Réacteurs 2000, EPFL/PSI-Bericht Nr. 124, Juli 1992
3. W. Kröger, M. Jermann, PSI: Zentrum für zentrale Forschungsthemen, atw 6/1992, S. 302ff

4. J. Hadermann and C. McCombie, Research needs in HLW disposal programmes, Scientific Basis for Nuclear Waste Management XVI, Boston, Dezember 1992 (to be published 1993)
5. P. Coddington, M. Huggenberger et al, ALPHA: The long-term decay heat removal and aerosol retention programme, NURETH-5, Salt Lake City, USA, Sept. 1992
6. D. Mathews et al, Physics Planning for the PROTEUS LEU-HTR Critical Experiments, ENC '90, Lyon (1990); Trans. Vol.II, 874.

Hat Kernenergie Zukunft ?

Neue Sicherheitsanforderungen und neue Lösungen

Kurt Kugeler

1. Bedeutung der Kernenergie für die Weltenergiewirtschaft

Der weltweite Energiebedarf wird bedingt durch das Anwachsen der Weltbevölkerung von heute 5.5 Mrd. auf rund 8 Mrd. Menschen im Jahre 2020 weiter stark ansteigen. Nach heutigen Schätzungen werden anstelle des heutigen weltweiten Primärenergieeinsatzes von 12 Mrd. t SKE / a im Jahre 2020 rund 20 Mrd. t SKE pro Jahr verfügbar gemacht werden müssen. Diese Schätzungen setzen schon Einsparmaßnahmen bei den entwickelten Ländern voraus und berücksichtigen den Nachholbedarf unterentwickelter Länder sowie die Deckung des Bedarfs der neu hinzukommenden Menschen.

Bei einer Beurteilung der für die Deckung dieses Bedarfs grundsätzlich in Frage kommenden Primärenergieträger (fossile Energieträger, Solarenergie, Kernfusionsenergie und Kernspaltenergie) ergibt sich aus heutiger Sicht folgendes Bild:

- Die Auswirkungen der CO₂-Emissionen auf die zukünftige Entwicklung des Weltklimas sind heute noch nicht abschließend zu beurteilen. Viele Hinweise sprechen aber dafür, daß diese Problematik sehr ernst zu nehmen ist, so daß wahrscheinlich in Zukunft der Einsatz von fossilen Energieträgern stark reduziert werden muß. Klimaforscher fordern eine Reduktion des anthropogenen CO₂-Ausstoßes auf 1 bis 2 t CO₂ pro Kopf und Jahr im Jahr 2050. Zur Zeit beträgt er in der BRD 14 t CO₂ pro Kopf und Jahr. Die Erfüllung der Forderung würde daher eine völlige Umgestaltung der Energiewirtschaft innerhalb weniger Jahrzehnte verlangen.
- Die Einsetzbarkeit der Fusion als Energiequelle muß noch in physikalischer, technischer und wirtschaftlicher Hinsicht bewiesen werden. Daher kann die Kernfusion für die energiewirtschaftlichen Entscheidungen der nächsten Jahrzehnte keine Rolle spielen.
- Regenerative Energiequellen, insbesondere die solare Stromerzeugung benötigen noch eine sehr lange Reifezeit, so daß dadurch in den nächsten Jahrzehnten noch keine energiewirtschaftlich bedeutsamen Versorgungsbeiträge erwartet werden können.

Als Fazit aus derartigen Betrachtungen zur Situation der Weltenergieversorgung folgt, daß alle Energieträger dringend benötigt werden und daß möglichst sparsam

mit den verfügbaren Energiequellen umgegangen werden muß. Kernenergie ist die einzige CO₂-freie Energiequelle, die mittelfristig auch wirtschaftlich vertretbar eingesetzt werden kann. Weltweit wird sie daher sicherlich in größerem Umfang als heute genutzt werden. So lassen Prognosen der Weltenergiekonferenz einen Kernenergieeinsatz von rund 3 Mrd. t SKE / a nach dem Jahr 2020 erwarten. Allerdings wird auch immer deutlicher, daß für eine weltweite Nutzung der Kernenergie in größerem Umfang eine neue Qualität der Sicherheit erforderlich sein wird. Daher ist es anzustreben, eine nachweisbar katastrophenf়ree Kerntechnik zu realisieren.

2. Formulierung des Anspruches "Katastrophenf়ree Kerntechnik"

Katastrophenf়ree Kernenergienutzung ist dadurch gekennzeichnet, daß bei Störfällen keine katastrophalen Folgen außerhalb der Anlagen durch Spaltproduktfreisetzung eintreten können. Ein Katastrophenschutzplan ist bei derartigen Anlagen nicht erforderlich. Im einzelnen sind für eine katastrophenf়ree Kerntechnik folgende Forderungen zu erfüllen:

- es darf keine Soforttoten außerhalb der Anlage geben
- es darf keine nachweisbaren Spättoten außerhalb der Anlage geben
- Evakuierungen sind nicht notwendig
- Umsiedlungen sind nicht notwendig
- Änderungen der Verzehrgewohnheiten sind nicht erforderlich.

Die hierzu notwendige extrem gute Zurückhaltung der radioaktiven Spaltprodukte in der Anlage muß nachweislich immer gewährleistet sein und zwar:

- für alle Störfälle, die sich aus inneren Ursachen in der Anlage ableiten lassen, und
- für alle absehbaren Störfälle, die sich aus Einwirkungen auf die Anlage von außen her ergeben wie beispielsweise Flugzeugabsturz, Gaswolkenexplosion oder schwere Erdbeben.

Für Störungen von außen, die in Ursache und Wirkung über die letztgenannten noch hinausgehen könnten wie z.B. Krieg oder extremer Terrorismus sind gesonderte Überlegungen erforderlich. Hier helfen wahrscheinlich unterirdische Anordnungen der Anlagen oder die Überschlüttung mit ausreichenden Mengen an Erdreich und Gestein.

Technisch gesehen wird die geforderte Rückhaltung der radioaktiven Spaltprodukte in der Anlage gewährleistet sein, wenn die Barrieren zur Rückhaltung der Spaltprodukte erhalten bleiben. Daß Lösungen für eine katastrophenf়ree Kerntechnik im oben formulierten Sinne bereits in der Praxis vorhanden sind, möge durch ein Beispiel aus der kerntechnischen Entsorgung belegt werden.

Bei der heute angewandten Zwischenlagerung hochradioaktiver Spaltprodukte in flüssiger Form in Tanks (Abb. 1a), bei der die Sicherstellung der Nachwärmeabfuhr durch mehrere Kühlloops, die Dichtigkeit durch Edelstahlbehälter und die Beherrschung sich bildender Wasserstoffmengen vornehmlich durch aktive Maßnahmen erfolgt, konnte nur ein probabilistisch sicheres Konzept realisiert werden. Verglast man jedoch die hochaktiven Spaltprodukte und lagert sie in Form von Glaskokillen in Gußbehältern (Abb. 1b), die im Naturzug von Luft gekühlt werden, so verwirklicht man hier das Konzept der katastrophenfreien Kerntechnik. Die Abfuhr der Nachwärme erfolgt völlig selbsttätig ohne Maschinen allein durch Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Naturkonvektion. Das System ist drucklos und immer weit unterkritisch. Hier sind keinerlei Störfälle aus innerer oder äußerer Ursache erkennbar, die jemals zu einer katastrophalen Spaltproduktfreisetzung führen könnten.

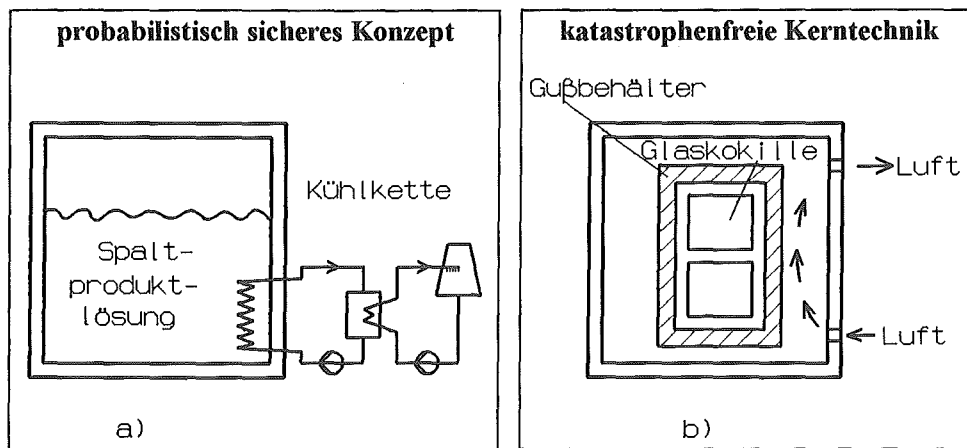


Abb. 1: Gegenüberstellung eines probabilistisch sicheren (a) und eines dem Prinzip nach katastrophenfreien Konzeptes (b) bei der nuklearen Entsorgung

- a) Lagerung hochaktiver Spaltproduktlösungen in Tanks
- b) Lagerung hochaktiver Glaskokillen im trockenen Behälterlager

Auch die in diesem Abschnitt schon angesprochene Grenze für das Prinzip der katastrophenfreien Kerntechnik wird hier deutlich: bei Raketenbeschuß wäre eine größere Freisetzung aus einem Gußbehälter denkbar. Will man auch gegen solche Ereignisse Vorsorge treffen, muß das Zwischenlager mit einer geeigneten Erdüberdeckung gesichert werden. Daß bei der Lagerung von hochradioaktiven Flüssigkeiten schwere Störfälle auftreten können, wurde durch einen katastrophalen Unfall in Tscheljabinsk (1957) deutlich, bei dem durch die Explosion eines derartigen Tanks große Mengen an Spaltprodukten freigesetzt wurden mit verheerenden Folgen für eine weite Umgebung.

3. Übersicht über weltweite Bemühungen um eine neue Sicherheitsqualität in der Reaktortechnik

Weltweit sind nach den Ereignissen von Three Mile Island (1979) und Tschernobyl (1986) Bemühungen im Gange, eine neue Sicherheitsqualität in der Reaktortechnik zu erreichen. Dabei sind entsprechend Tab. 1 drei wesentliche Richtungen zu beobachten:

- es wird Kernschmelzen zugelassen, allerdings wird eine Reduktion der Kernschmelzwahrscheinlichkeit über das heutige Maß angestrebt. Der in den USA projektierte Druckwasserreaktor AP 600 (600 MW_{el}) ist ein Vertreter dieser Entwicklungsrichtung.
- es wird Kernschmelzen zugelassen, jedoch wird angestrebt, durch Auslegung und konstruktive Maßnahmen (z.B. Corecatcher, passive Kühlung des Reaktorschutzgebäudes, Fangvorrichtungen für fliegende Behälterbestandteile) die Integrität des Reaktorschutzgebäudes sicherzustellen, so daß eine Rückhaltung der radioaktiven Spaltprodukte in dieser letzten noch intakten Barriere erreicht wird. Der von der Firma Nuclear Power International (NPI) projektierte European Pressurized Reaktor (EPR) mit 1500 MW_{el} oder die Entwürfe aus dem Kernforschungszentrum Karlsruhe (KfK) verfolgen diese Zielrichtung.
- Kernschmelzen ist auf Grund der Auslegung der Brennelemente und des Cores unmöglich. Die Zurückhaltung der radioaktiven Spaltprodukte erfolgt daher bei allen Störfällen in den Brennelementen. Dieses Ziel ist bei einem entsprechend ausgelegten und gestalteten Hochtemperaturreaktor nach dem bisherigen Kenntnisstand zu erreichen; es bleibt zu prüfen, ob die Kriterien, die beim HTR zur Erfüllung dieser Anforderung als zwingend notwendig erkannt sind, auch für innovative wassergekühlte Reaktoren erfüllbar wären.

Tab. 1: Übersicht über weltweite Bemühungen um eine neue Qualität der Reaktorsicherheit

zukünftige Optionen	Zielsetzungen	technische Umsetzungen
Reaktoren mit Kernschmelzen	Verringerung der Kernschmelz- wahrscheinlichkeit	AP 600 und SBWR
	Rückhaltung der Kernschmelze im Reaktorschutzgebäude	EPR (NPI) u. KfK-Entw.
Reaktoren ohne Kernschmelzen	Rückhaltung der Spaltprodukte im Brennelement	HTR u. innovative LWR

4. Konzepte zur Rückhaltung der Spaltprodukte im Reaktorschutzgebäude

Ohne eine Abkehr vom heutigen Konzept des Leichtwasserreaktors ist das Zusammenschmelzen des Kerns nicht ausschließbar. Bei den Weiterentwicklungen der Firma NPI und des KfK ist das Reaktorschutzgebäude so modifiziert, daß eine Coreschmelze im Reaktorschutzgebäude zurückgehalten wird und damit die radiologischen Folgen auf das Innere dieses Gebäudes beschränkt bleiben. Im Sinne der Forderung einer katastrophenf freien Kerntechnik muß dieses Verhalten jedoch nachgewiesen werden, denn die Angabe einer sehr geringen Wahrscheinlichkeit für ein Versagen mit der Folge von Freisetzungen wird nicht ausreichend sein. Die Abb. 2 zeigt das von der Firma NPI entwickelte Konzept des EPR.

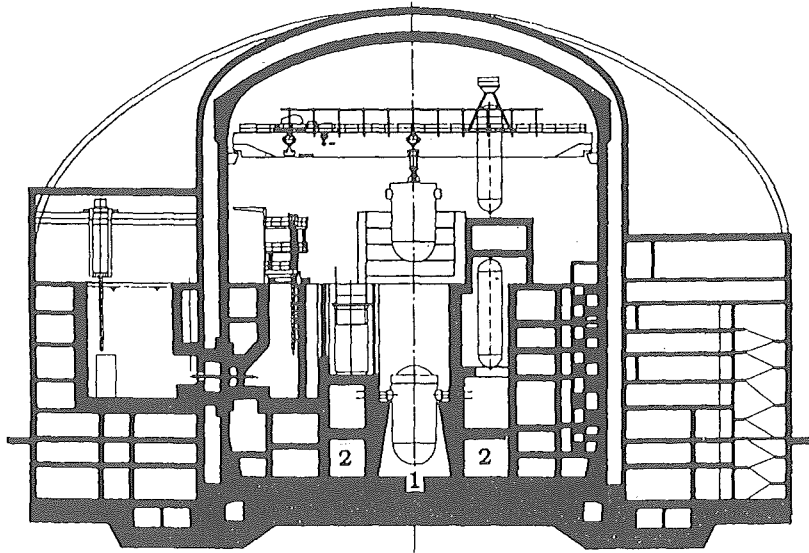


Abb. 2: Konzept des European Pressurized Reactor (EPR) der Firma NPI mit 1500 MW_{el} (1: Corecatcher 2: Wasservorrat)

Zur Beherrschung von Kernschmelzereignissen ist unterhalb des Reaktordruckbehälters ein Corecatcher angeordnet, der im Anforderungsfall mit Wasser direkt gekühlt wird. Das Reaktorschutzgebäude ist doppelschalig ausgeführt und soll eine passive Wärmeabfuhr gewährleisten. Für das erwartete Sicherheitsverhalten dieses neuen Konzeptes müssen die folgenden Nachweise erbracht werden:

- die Funktion des Corecatchers insbesondere seine Kühlung und die Gewährleistung der Unterkritikalität muß bewiesen werden.
- es ist nachzuweisen, daß die Wasserstoffbildung und die Folgen von Wasserstoffexplosionen beherrscht werden
- es ist zu zeigen, daß Dampfexplosionen auszuschließen sind.

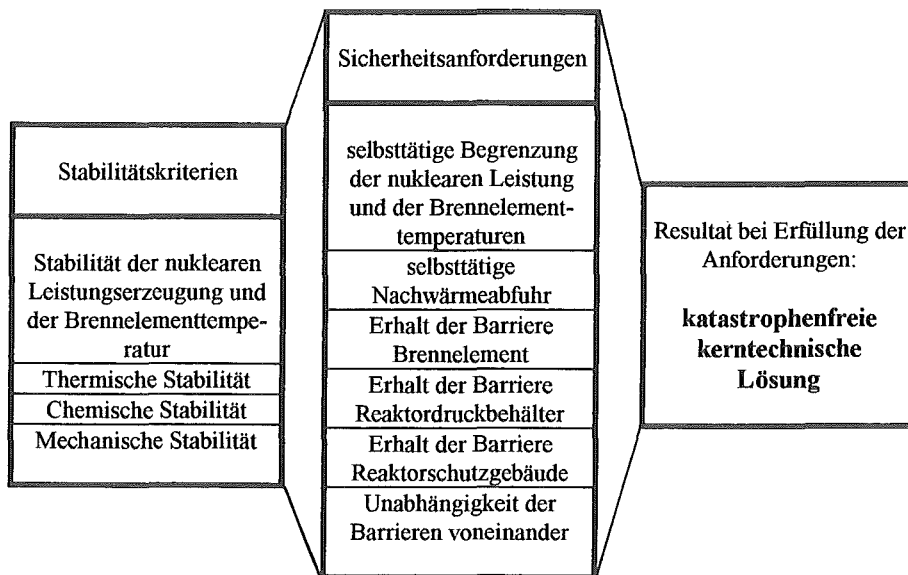
- es ist zu belegen, daß das Bersten des Reaktordruckbehälters und ein Kernschmelzen unter hohem Druck im Primärkreis ausgeschlossen werden kann oder daß Ereignisse dieser Art beherrscht werden können.
- die passive Wärmeabfuhr vom Reaktorschutzgebäude muß bewiesen werden
- es muß eine dauerhafte, praktisch vollständige integrale Dichtigkeit des Reaktorschutzgebäudes im Hinblick auf den Austritt von radioaktiven Spaltprodukten in die Umgebung nachgewiesen werden

Wenn die hier genannten Anforderungen nachweislich erfüllt werden können, wäre auch dies ein Weg zu einer katastrophenfreien Kerntechnik. Allerdings verbleibt die Frage nach der Behebung der Störfallfolgen, d.h. nach dem Entfernen einer Kernschmelze aus einem vollständig kontaminierten Reaktorschutzgebäude. Die Beseitigung würde einen gewaltigen finanziellen Aufwand verursachen und bei der Durchführung zu großen zusätzlichen radiologischen Belastungen führen.

5. Prinzipielle Überlegungen zur Rückhaltung der Spaltprodukte in den Brennelementen

Ein näher liegender Weg zur Realisierung einer katastrophenfreien Kerntechnik ist der, die radioaktiven Spaltprodukte schon im Brennelement zurückzuhalten und ein Schmelzen des Cores naturgesetzlich zu vermeiden.

Tab. 2: Stabilitätskriterien und Anforderungen an Brennelemente und Core für Reaktoren mit Rückhaltung der Spaltprodukte in den Brennelementen



Wenn die radioaktiven Spaltprodukte bei allen denkbaren Störfällen in den Brennelementen zurückgehalten werden sollen, müssen von den Brennelementen und vom Core die in Tab. 2 aufgeführten vier Stabilitätskriterien erfüllt werden. Sind diese erfüllt, so sind auch die sechs notwendigen Sicherheitsanforderungen erfüllt und eine katastrophenfreie kerntechnische Lösung ist gefunden.

Ein Reaktorsystem erfüllt die Bedingungen der Stabilität im Hinblick auf die Begrenzung der nuklearen Leistung und der Brennelementtemperaturen dann, wenn eingebrachte Reaktivitätswerte bei Vorliegen negativer Rückkopplungskoeffizienten selbsttätig kompensiert bzw. überkompensiert werden (Kurven 2 in Abb. 3a). In diesem Fall sind Leistung und Brennelementtemperaturen begrenzt, die Brennelemente bleiben intakt und die Freisetzung von Spaltprodukten ist äußerst gering.

Ist dagegen ein System nicht stabil, wächst die Reaktivität unkontrolliert und die nukleare Leistung sowie die Brennelementtemperaturen steigen exponentiell an (Kurven 1 in Abb. 3a). Ein Core mit diesem Verhalten würde in kurzer Zeit zerstört.

Thermische Stabilität wird dann erreicht, wenn die Nachwärme aus dem Core und aus dem Reaktor durch selbsttätige Mechanismen wie Wärmeleitung, Wärmestrahlung und Naturkonvektion, d. h. ohne den Einsatz von Maschinen abgeführt wird, ohne daß dabei unzulässige Temperaturen in den Brennelementen auftreten. Das thermisch stabile Verhalten eines Reaktors mit selbsttätiger Nachwärmeabfuhr ist durch die Kurven 2 in Abb. 3b dargestellt.

Thermisch instabiles Verhalten zeigen hingegen Reaktorsysteme mit einer notwendigen aktiven Nachwärmeabfuhr nach deren Ausfall (Kurven 1 in Abb. 3b). Bei Ausfall der aktiven Kühlung, die bekanntlich heute durch aufwendige Gestaltung und sorgfältigen Unterhalt der Nachwärmeabfuhrsysteme sehr unwahrscheinlich gemacht wird, schmilzt der Kern heutiger Leichtwasserreaktoren innerhalb eines Zeitraums von etwa einer Stunde zusammen, was zur Freisetzung aller Spaltprodukte aus den Brennelementen und zur Bildung einer sehr heißen Schmelzmasse (Corium) führt, die den Reaktordruckbehälter nach kurzer Zeit durchdringt. Als Folgen derartiger Kernschmelzunfälle werden auch Schäden am Reaktorschutzgebäude infolge Wasserstoff- oder Dampf-Explosionen, durch Überdruckversagen und durch Fundamentdurchdringung erörtert. Auf Grund dieser Störfallsequenzen sind massive Spaltproduktfreisetzungen in die Umgebung möglich.

Bei selbsttätiger Nachwärmeabfuhr und geeigneter Auslegung der Brennelemente, bei denen z. B. der Brennstoff in coated particles eingeschlossen ist, tritt keine unzulässige Überhitzung der Brennelemente auf, und die Spaltprodukte bleiben fast vollständig in den mehrfach beschichteten coated particles. Katastrophale Spaltproduktfreisetzungen sind so naturgesetzlich ausgeschlossen.

Voraussetzungen für dieses günstige Sicherheitsverhalten sind kleine Kernleistungsdichten, kurze Wärmetransportwege im Kern, permanente hohe Wärmekapazität im Kernbereich, hohe Temperaturbeständigkeit der Materialien im Kernbereich, Rückhaltung der Spaltprodukte im coated particle (heute bis etwa 1600 °C gesichert), großes Oberfläche/Volumenverhältnis des Reaktors sowie Vorhandensein einer äußeren Wärmekapazität. Neben diesen von der Auslegung her zu erfüllenden Bedingungen muß das Core bei allen Störfällen auch chemisch und mechanisch stabil bleiben.

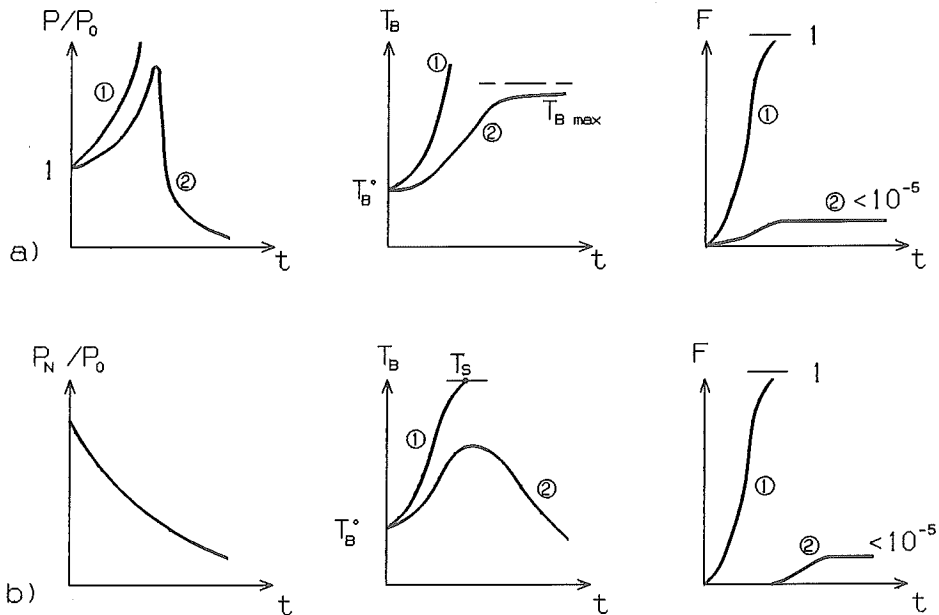


Abb. 3: Prinzipien der Stabilität

- Stabilität im Hinblick auf die Begrenzung der nuklearen Leistungserzeugung und der Brennelementtemperatur
- thermische Stabilität

(Kurven 1: instabiles System, 2: stabiles System, P = nukleare Leistung, P_0 = Nominalleistung, P_N = Nachwärmeleistung, T_B = Brennstofftemperatur, T_S = Schmelztemperatur, F = Spaltproduktfreisetzung aus den Brennelementen,)

Die Forderung nach chemischer Stabilität verlangt eine ausreichende Korrosionsbeständigkeit der Corematerialien gegenüber Betriebs- und Fremdmedien bei allen Störfällen wie etwa Luft- und Wassereintrich beim HTR. Korrosionsbeständigkeit wird beim HTR-Brennelement durch Aufbringen einer ausreichend bemessenen und gut haftenden Siliziumcarbidsschicht auf die Brennelementoberflächen erreichbar sein, so daß ein derartiges System chemisch ausreichend stabil sein wird.

Mechanische Stabilität bedeutet, daß der Reaktordruckbehälter nicht katastrophal versagen kann und daß damit z.B. Coredeformationen, die zu unzulässigen Kritikalitätsänderungen führen könnten, unmöglich werden. Berstsicherheit wird am überzeugendsten durch vielfach redundant vorgespannte Reaktordruckbehälter gewährleistet. Diese Behälter bauen Überdruckzustände durch Abblasen des Kühlgases über sich öffnende, konstruktiv vorhandene Fugen in der Behälterwand ab.

6. Erfüllung der Kriterien für eine Rückhaltung der Spaltprodukte in den Brennelementen beim HTR

Die in Abschnitt 5 näher erläuterten vier Stabilitätskriterien werden von einem Hochtemperaturreaktor mit Hilfe der nachfolgend aufgeführten Auslegungs- und Konstruktionsvorgaben erfüllt:

- Stabilität im Hinblick auf das neutronenphysikalische Verhalten: bei auslegungsbedingter selbsttätiger Begrenzung der nuklearen Leistung und der Brennelementtemperatur durch die Einstellung eines stets negativen Rückkopplungskoeffizienten und eine minimale Überschußreaktivität im Core.
- Thermische Stabilität: durch die Realisierung selbsttätiger Nachwärmeabfuhr
- Chemische Stabilität: durch den Einsatz korrosionsfester Brennelemente
- Mechanische Stabilität: durch Verwendung berstsicherer Reaktordruckbehälter

Unter Beachtung der wesentlichen genannten Anforderungen hat die Firma Siemens in den letzten Jahren den in Abb. 4 dargestellten Hochtemperatur-Modulreaktor mit 200 MW_{th} Leistung entwickelt. Bei diesem Konzept wird der Ausschluß des katastrophalen Behälterversagers noch durch den Einsatz eines basischeren Reaktordruckbehälters angestrebt. Für einen späteren weltweiten Einsatz dürften aber - auch unter den Gesichtspunkten der Fertigungsmöglichkeiten, des Transports und der Reparierbarkeit - berstsichere vorgespannte Reaktordruckbehälter besser geeignet sein. Auch die angesprochene Siliziumcarbid-Beschichtung der Brennelemente muß noch entwickelt werden.

Die bisherigen umfangreichen Störfallanalysen haben gezeigt, daß ein derartiges Konzept mit den genannten Modifikationen die Bedingungen für eine katastrophenfreie Kerntechnik erfüllen kann. So konnten bislang keine Störfälle definiert werden, bei denen Brennelementtemperaturen von 1600 °C überschritten werden. Das aber bedeutet, daß die Spaltprodukte bei Freisetzungen $<10^{-5}$ nahezu vollständig in den Brennelementen bleiben, wie das im Sinne einer katastrophenfreien Kernenergie gefordert wird. Das hier zugrunde liegende Prinzip des sicheren Einschlusses der Spaltprodukte in den mehrfach beschichteten coated particles innerhalb der keramischen Brennelemente erweist sich als besonders vorteilhaft für die Realisierung einer katastrophenfreien Kerntechnik nicht nur im Reaktorbetrieb

sondern auch bei der anschließende direkten Endlagerung der radioaktiven Abfälle. Ein derartiger Einschluß der Spaltprodukte bietet hinreichende Sicherheit im Hinblick auf die geforderte Langzeitbeständigkeit in einem Endlager. Wegen der guten Brennstoffausnutzung infolge des hohen Abbrandes ist beim HTR eine Wiederaufarbeitung auch aus wirtschaftlichen Gründen z. Zt. nicht erforderlich.

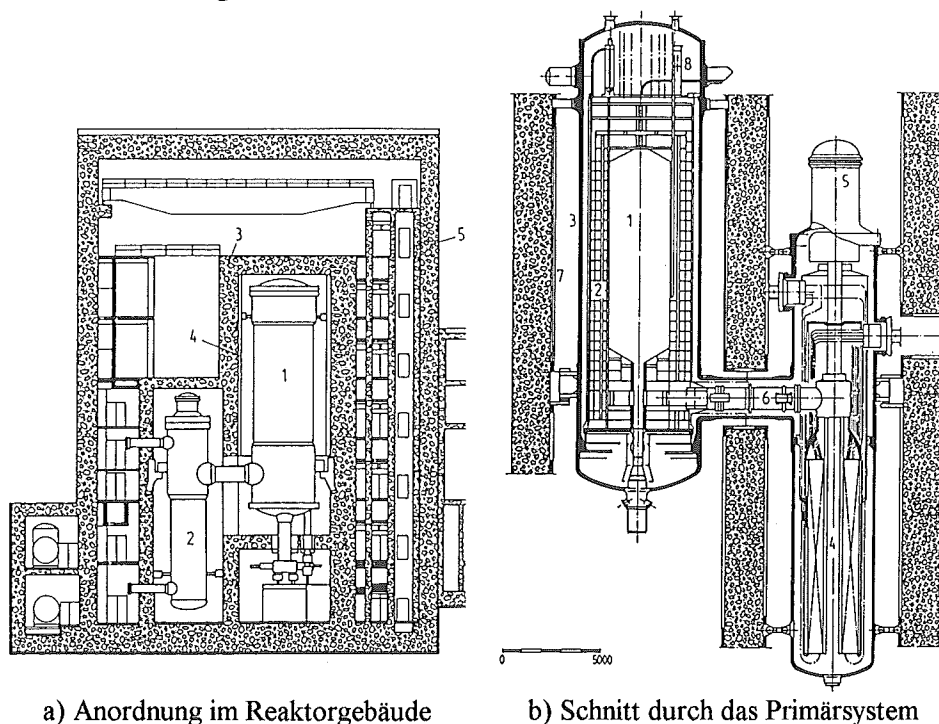


Abb. 4: 200 MW_{th}-Hochtemperatur-Modulreaktor

- a) 1) Kernreaktor 2) Dampferzeuger 3) innere Betonzelle 4) Flächenkühler 5) Reaktorschutzgebäude
- b) 1) Core 2) Coreeinbauten 3) Reaktordruckbehälter 4) Dampferzeuger 5) Gebläse 6) Koaxialleitung 7) Flächenkühler 8) Abschaltstabantrieb

Aufgaben der Forschung und Entwicklung der nächsten Jahre wird es sein, überzeugende Nachweise für die genannten Sicherheitseigenschaften zu erbringen und die notwendigen neuen Komponenten zu entwickeln.

Wenn diese Nachweise gelingen, was die bereits vorliegenden Kenntnisse erwarten lassen, wird eine kerntechnische Lösung zur Verfügung stehen, die die zu fordernde neue Sicherheitsqualität nachweisbar besitzt und die praktisch allen Bedürfnissen des Strom- und Wärmemarktes gerecht werden kann.

Kernenergie - auch in Zukunft wirtschaftlich?

Ulf Hansen

1. Einleitung

Die Wirtschaftlichkeit ist nur eine der Fragen, die die Zukunft der Kernenergie bestimmen. Die Kernenergie befindet sich heute in einer Krise. Ihr Sein oder Nicht-Sein wird mit der Rationalität von Glaubensbekenntnissen diskutiert. Dabei ist die Kernenergie in der Stromerzeugung fest etabliert und weltweit wird mit ihr jede sechste Kilowattstunde produziert. Zur Weltenergieversorgung trägt die Kernkraft gleich viel bei wie die Wasserkraft.

Anfang 1993 waren 423 Reaktoren mit einer elektrischen Bruttoleistung von fast 350.000 MW in Betrieb. Weitere 70 Reaktoren mit 65.000 MW sind im Bau. Auch wenn nicht alle fertiggestellt werden sollten, so werden bis Jahr 2000 doch voraussichtlich 400 GW nukleare Leistung in Betrieb sein können. In der Grundlast betrieben würde die Kernenergie damit einen jährlichen Kohleverbrauch von 800 Millionen Tonnen Steinkohleeinheiten (SKE) ersetzen, was ein Viertel des heutigen Weltkohleverbrauchs von 3,2 MrdSKE entspricht. Die substituierbare Energiemenge kann auch in Form einer Ölförderung von 11,8 Millionen Barrel pro Tag, die Hälfte der OPEC-Förderquote für 1993, ausgedrückt werden. Ein Mehr- oder Minderbedarf dieser Größenordnung wäre nicht ohne Auswirkung auf den Energiemarkt und die Energiepreise.

Nach einer Phase des raschen Ausbaus der Kernkraft ist jetzt eine Stagnation eingetreten. In den meisten westlichen Industrieländern sind seit Jahren keine neuen Aufträge vergeben worden. Nur in einigen wenigen Ländern werden Kernkraftwerke weiter zugebaut, während andere sich auf eine Sicherung des nuklearen Besitzstandes beschränken und abwarten. Wird es eine Renaissance geben, bzw. wird die Kernenergie noch gebraucht?

Die Probleme liegen weniger im technisch-wirtschaftlichen Bereich als bei der gesellschaftlichen Akzeptanz. Zuerst verunsichert durch den Reaktorunfall in Harrisburg, 1979, und dann nach der Katastrophe von Tschernobyl, 1986, haben breite Teile der Öffentlichkeit gegen die Kernenergie Position bezogen. Unstreitbar darf sich ein Unfall wie in Tschernobyl nicht wiederholen, und die modernen Reaktoren der westlichen Welt bieten Gewähr dafür, daß nukleare Unfälle dieses Ausmaßes nicht stattfinden könnten. Fortgeschrittene Reaktorkonzepte mit passiven Sicherheitselementen wie der HTR-Modul schliessen von vornherein einen Kernschmelzunfall aus.

Vorausgesetzt, daß die Kernenergie aus moralisch-ethischen Gründen nicht kategorisch abgelehnt oder aus rationalen Sicherheitsüberlegungen als technisch nicht verantwortbar eingestuft wird, so werden wirtschaftliche Argumente über die Nutzung der Kernenergie entscheiden. Aber auch bei dieser positiven Weichenstellung verbleiben viele offene Fragen, die die zukünftige Rolle der Kernenergie berühren. Da sind auf der einen Seite die Parameter, die die Kosten der Kernkraft selbst bestimmen und auf der anderen die Kostenentwicklung der

Konkurrenzenergien. Darüber hinaus setzen Ordnungspolitik und Marktstrukturen einen Rahmen, innerhalb dessen die Kernenergie sich im Wettbewerb behaupten muß. In besonderer Weise werden die Rahmenbedingungen durch eine zunehmende Deregulierung und Neuordnung des Strommarktes mit unabhängigen Stromerzeugern und freier Durchleitung verändert, was auch den Einsatz der Kernenergie berührt. Auch politische Vorgaben aus Sorge um die Umwelt können das Gefüge der Kostenparameter verschieben, wie z.B. eine CO₂-Steuer.

2. Das deutsche LWR-Programm 1965-1989

Ein Blick zurück mag die Zukunft in einer größeren Perspektive erscheinen lassen. In der Bundesrepublik Deutschland erfolgte vor dem Hintergrund eines breit angelegten F&E Programms der kommerzielle Durchbruch der Kernenergie mit den Leichtwasserreaktoren (LWR). In der Zeit von 1965 bis 1989 wurden 21 LWR gebaut, die heute noch kommerziell betrieben werden. Mit der Inbetriebnahme der letzten Anlage GKN-2 Neckar ist dieses erste "Kernenergieprogramm" zu Ende gegangen und gleichzeitig die Kernenergie zum wichtigsten Energieträger der deutschen Stromerzeugung avanciert. Ist dieses LWR-Programm wirtschaftlich erfolgreich oder wäre eine Alternative auf Kohlebasis kostengünstiger gewesen?

In der Zeit seit Ende der 1960er Jahre sind die Anlagenkosten kräftig gestiegen. Vergleichen wir nur die großen Druckwasserreaktoren von Biblis-A (1146 MW, 1974) bis GKN-2 (1269 MW, 1989) so erhöhten sich die Investitionen von knapp 800 Millionen DM auf über 6 Milliarden DM. Die Entwicklung der Anlagenkosten und der Bauzeiten zeigt Abb. 1. Ein extremer Fall stellt der DWR Mülheim-Kärlich dar, der nach langer Verzögerung und vielen Umbauten über 8 Mrd DM gekostet hat. Jede Anlage hat eine individuelle, auch vom Genehmigungsverfahren geprägte Entstehungsgeschichte, so daß die Kosten nicht allein die technische Entwicklung wiedergeben.

Die letzten drei DWR, die sog. Konvoianlagen, sowie der Vorkonvoi Brokdorf sind in weniger als 6 Jahren gebaut und im vorgegebenen Kostenrahmen fertiggestellt worden. Auch die technische Verfügbarkeit ist sehr gut gewesen, und die vier Anlagen konnten im Jahr 1992 eine durchschnittliche Arbeitsauslastung von fast 90% aufweisen. Es scheint wichtig herauszustellen, daß die deutsche Industrie nach vielen Schwierigkeiten heute in der Lage ist, Kernkraftwerke wirtschaftlich zu bauen und erfolgreich zu betreiben.

In einer ex-post Studie /1/ ist die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit des deutschen LWR-Programms untersucht worden. Dabei wurden die tatsächlichen Kosten und die individuellen Betriebsgeschichten der einzelnen KKW sowie die historischen Daten der übrigen Kostenparameter zugrundegelegt. In der Betrachtungsperiode haben sich auch auf dem Brennstoffmarkt große Veränderungen eingestellt. Der Preis von Natururan ist auf den Spotmärkten vom Ende der sechziger Jahre von \$8/lbU3O8 auf über \$35 hochgeschneit, um dann auf ein Niveau von unter \$10 zu fallen. Die Auswirkung auf die langfristigen Lieferverträge war zwar weniger dramatisch, aber auch nicht spurlos gewesen. Urananreicherung und Brennelementfertigung haben sich ebenfalls stark verteu-

ert. Die Schätzungen der Kosten für die Entsorgung - und insbesondere die Wiederaufarbeitung des bestrahlten Brennstoffs - haben eine grundlegende Neubewertung erfahren. Wurden zunächst Preise von unter 100 DM/kg Uran "gehandelt", so stiegen sie mit näherrückender technischer Verwirklichung auf über 3300 DM, so z.B. für die deutsche WAA Wackersdorf /2/. Die Wiederaufarbeitung in Frankreich soll jedoch zu weitaus günstigeren Konditionen erfolgen und für Anschlußverträge nach 2000 werden Kosten von 1500 DM/kgU genannt. Ist dies vielleicht ein Indiz dafür, daß mit zunehmender Erfahrung auch die Kerntechnik einen, wie in anderen technischen Bereichen üblichen, kostensenkenden Lerneffekt aufweisen kann?

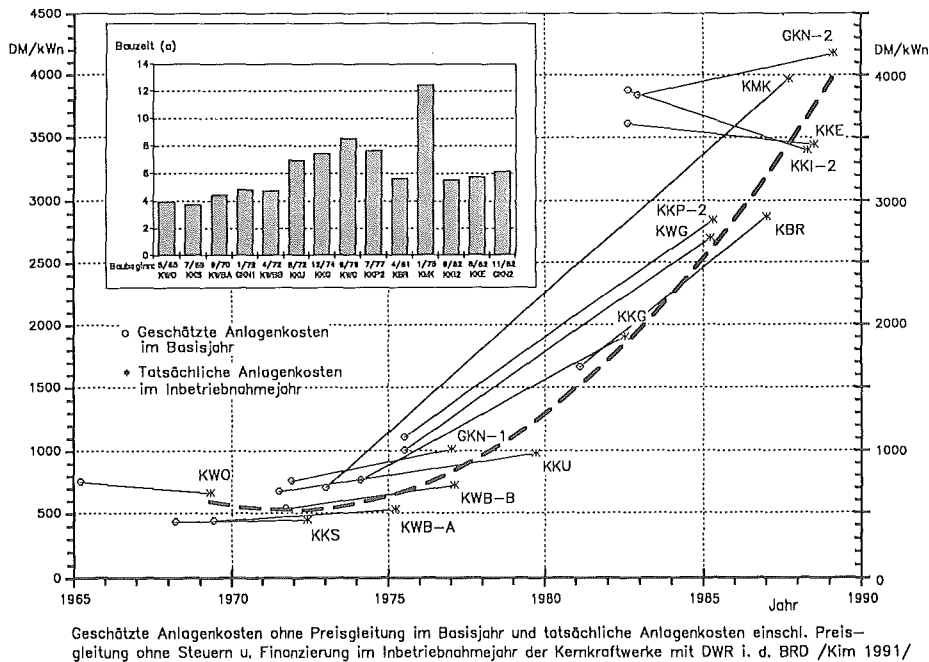


Abb.1 Entwicklung der geschätzten und tatsächlichen Anlagenkosten ohne Finanzierungskosten für DWR in der Bundesrepublik /1/

Unter Zugrundelegung der historischen Kostendaten im Brennstoffzyklus sind die Brennstoffkosten eines DWR in Abb.2 dargestellt. Für die Entsorgung sind nicht die alten Schätzungen, sondern die heute anfallenden Kosten für die früher entladenen Brennelemente benutzt worden. Die heutigen Brennstoffzykluskosten liegen bei gut 2 Pf/kWh, wobei die Entsorgung fast die Hälfte ausmacht.

Die Kosten der Stromerzeugung in den gebauten KKW sind mit einer Alternative auf Kohlebasis verglichen worden. Hypothetisch wird angenommen, daß am Kraftwerksstandort eine gleich große Stromerzeugungskapazität mit Steinkohlekraftwerken gebaut worden wäre. Die Kohlekraftwerke werden dann mit der gleichen Auslastung wie die KKW betrieben und produzieren somit in jedem Jahr die gleiche Strommenge.

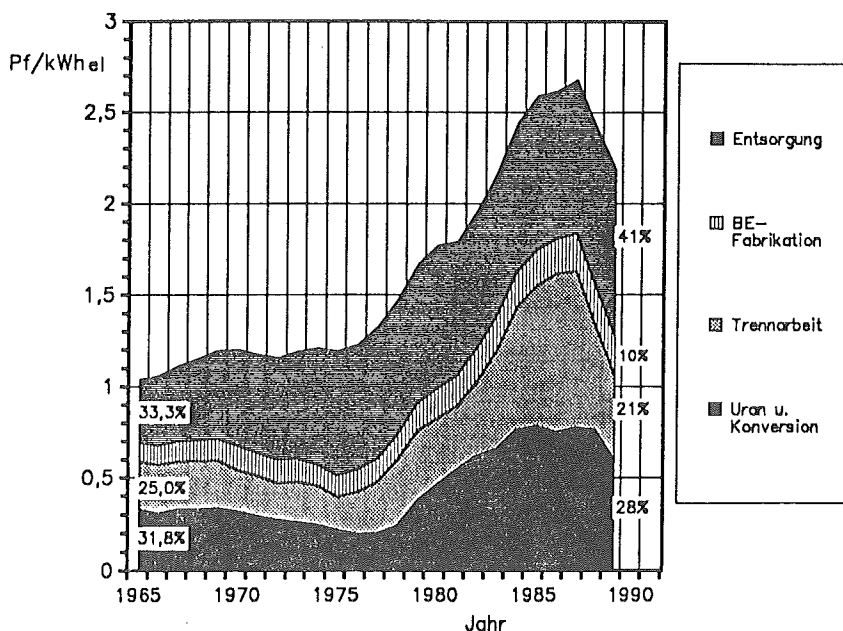


Abb.2 Entwicklung der Brennstoffzykluskosten im DWR /1/

Für die Anlagenkosten der Steinkohlekraftwerke werden die Veränderungen des Bundes-Immissionsschutz-Gesetzes berücksichtigt, so daß für neue Anlagen nach 1983 Vorrichtungen zur Entschwefelung und Entstickung installiert werden müssen. Alte Anlagen werden zu Mehrkosten nachgerüstet.

Steinkohle können entweder aus heimischer Förderung stammen oder vom Weltmarkt importiert werden. Vom Ende der 1960er Jahre bis heute hat sich die Kostensche zwischen Ruhrkohle und Importkohle weiter geöffnet. Derzeit liegt der Preis frei Kraftwerk für Ruhrkohle bei fast 300 DM/tSKE und für Importkohle bei rd. 100 DM/tSKE. Eine in der Vergangenheit realistische Alternative wäre eine Mischstrategie nach den Intentionen des sog. Jahrhundertvertrages gewesen, der für zusätzlich gefeuerte heimische Kohle Importlizenzen für gleiche Mengen vorsah.

Es werden die gesamten Stromerzeugungskosten über die 25-jährige Lebensdauer der einzelnen Kraftwerke, d.h. bis 2013 für die zuletzt in Betrieb gegangene Anlage, berechnet. Die Kostenentwicklung zukünftiger Jahre stellt eine Fortschreibung vergangener Trends dar. Die Stromerzeugung im deutschen LWR-Programm erfordert Gesamtkosten, als Barwerte 1989, von rd 260 Mrd DM. Für das hypothetische Kohleprogramm entstehen Mehrkosten von

- Ruhrkohle (100%) + 165 Mrd DM
- Importkohle (100%) + 10 Mrd DM
- Mischkohle (50%/50%) + 90 Mrd DM

Eine Stromerzeugung auf Basis von Importkohle wäre ähnlich günstig oder nur leicht teurer als Kernenergie gewesen. Allerdings war der kräftige Preisverfall auf den Weltmärkten z.Z. der Kraftwerksbestellung nicht vorhersehbar. Eine Mischkohlestrategie, im Sinne der geltenden Kohlepolitik vergangener Jahre, hätte Mehrkosten von knapp 100 MrdDM bedeutet. Auch bei einer nachträglichen Betrachtung ist das Kernenergieprogramm in der Bundesrepublik wirtschaftlich sinnvoll und erfolgreich gewesen.

3. Wirtschaftlichkeit heute

Der Neubau eines Kernkraftwerks hätte es schwer gegen billige Importkohle zu bestehen. Ausgehend von der Situation in Deutschland 1990 ist für einen fiktiven Küstenstandort ein 1300 MW LWR mit einem gleich großen Kohlekraftwerk verglichen worden /3/. Die Kostendaten sind aus Angeboten und gängigen Preisen zusammengestellt worden. Bei einer 6-jährigen Bauzeit könnte das Kernkraftwerk 1996 fertiggestellt sein. Das Kohlekraftwerk hat zwar eine kürzere Bauzeit, würde aber aus Vergleichsgründen zeitgleich in Betrieb gehen.

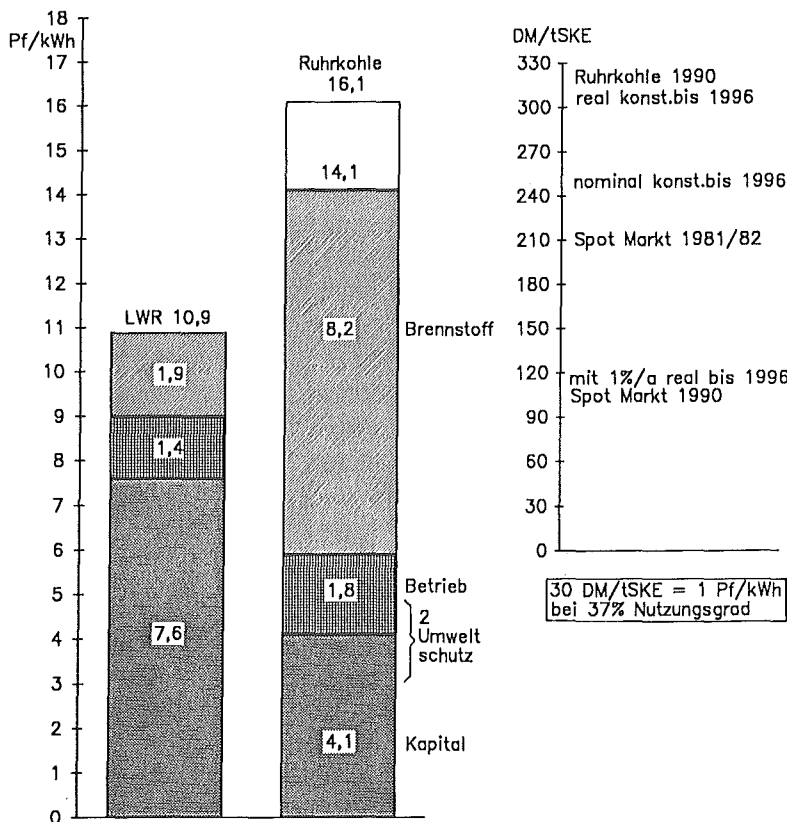


Abb.3 Einfluß der Kohlepreise auf Stromgestehungskosten (Geldwert '90) bei Inbetriebnahme 1996 für küstennahes Kraftwerk, 6500 h/a, Inflation 3,5%/a /3/

Die Stromerzeugungskosten im ersten Betriebsjahr sind in Abb.3 in die einzelnen Kostenbeiträge Kapital, Betrieb und Brennstoff aufgeschlüsselt. Im Geldwert 1990 betragen die nuklearen Stromerzeugungskosten rd. 11 Pf/kWh. Für das Kohlekraftwerk sind die Kohlepreise entscheidend. Zur Verdeutlichung dieses Zusammenhangs ist in einem eingefügten Diagramm die Relation zwischen Preis pro Tonne und Brennstoffkosten pro Kilowattstunde dargestellt. Bei der heute üblichen Brennstoffnutzung entsprechen 30 DM/tSKE genau 1 Pf/kWh. Wird Ruhrkohle zu 300 DM/t eingesetzt, so entstehen daraus Brennstoffkosten von 10 Pf/kWh. Die auf 1996 aktualisierte Importkohle von 120 DM/t ergibt 4 Pf/kWh.

Bei den heute geltenden Kohlepreisen ist die Kernenergie bei Inbetriebnahme nicht konkurrenzfähig. Im Laufe der Betriebszeit werden die variablen Kosten durch Inflation und andere Verteuerungen steigen. Angesichts des höheren Anteils variabler Kosten beim Kohlekraftwerk, insb. Brennstoff, wird sich der Vergleich zugunsten der Kernenergie verschieben. Unterstellt man eine Preissteigerung für Kohle von nominal 4,5 % p.a., so ergeben sich über eine 25-jährige Lebensdauer für beide Kraftwerke ähnliche mittlere reale Kosten von 9 Pf/kWh im Geldwert 1990. Die Kernenergie liegt also in einem Kostenband, das eine realistische Konkurrenzfähigkeit darstellt.

Allerdings ist bei den Unsicherheiten auf den Energiemärkten sowie im politischen Bereich anzuzweifeln, ob die langfristige Kostengleichheit ein ausreichender Anreiz sei, die Kostennachteile während der ersten Betriebsjahre zu akzeptieren. Es ist viel mehr zu erwarten, daß sich das Kostengefüge ändern muß, bzw. die Versorgungssicherheit oder eine CO₂-freie Stromerzeugung einen höheren Stellenwert bekommen muß, ehe die Kernenergie wieder eine attraktive wirtschaftliche Option in der Bundesrepublik wird.

4. Die mittelfristige Trendentwicklung

Die Wettbewerbschancen neuer Kernkraftwerke in der heutigen Stromversorgung hängen einerseits von den Kosten neuer Anlagen ab und andererseits von der Entwicklung der Konkurrenzenergien, insb. der fossilen Brennstoffe. Große Technologiesprünge, z.B. bei der Solarenergie, sind nicht zu erwarten und werden im folgenden nicht betrachtet. Die nächsten Jahre werden voraussichtlich durch "business as usual" geprägt sein. Langfristig werden jedoch bedeutsame Verschiebungen in der Energienachfrage hin zu den Entwicklungsländern auftreten, die möglicherweise das "usual business" stören werden. Zunächst wollen wir die wichtigsten, heute zu beobachtenden Trends aufzeigen.

Das Angebot kommerzieller Kernkraftwerke konzentriert sich derzeit auf große LWR, die inzwischen marktbeherrschend sind und den Preis bestimmen. Eine Preissenkung ist nur durch kontinuierliche technische Verbesserungen und eine effizientere Fertigung zu erwarten. Eine Untergrenze für Kosteneinsparungen pro installierte Leistungseinheit dürfte bei 30% liegen. Die Entwicklung der Preise im nuklearen Brennstoffkreislauf tendieren nach unten. Im realen Geldwert gemessen ist der Uranpreis auf einem historischen Tiefpunkt angelangt. Weiter fallen wird er wohl kaum, da die heutige Uranproduktion unterhalb des

laufenden Bedarfs der bestehenden Kernkraftwerke liegt und eher eine Marktfestigung erfolgen müßte. Dagegen ist bei Anreicherung und Brennelementfertigung eine real fallende Tendenz auszumachen. Das größte Potential für Preissenkungen dürfte bei der Entsorgung zu finden sein, jedoch sind Fortschritte in diesem Bereich wohl nur längerfristig zu erwarten.

Bei den fossilen Brennstoffen ist die heutige Situation durch ein Überangebot auf den Energiemärkten gekennzeichnet. Der Preisführer Öl wird künstlich durch Produktionsbeschränkungen der OPEC-Länder knapp gehalten, um den Preis auf die Richtmarke von \$21 pro Barrel zu anzuheben. Kurzfristig ist kein Potential für Preiserhöhungen auszumachen - eher Preisverfall, wenn Irak als Produzent wieder in den Markt tritt. Selbstverständlich können lokale Krisen für kürzere Zeiten das Preisgleichgewicht stören. Aber heute, 1993, zwanzig Jahre nach der ersten Ölkrise, ist festzustellen, daß trotz vieler Turbulenzen Versorgungsengpässe kaum aufgetreten sind und Preisaufschläge nur vorübergehend waren. Neue Marktanbieter und Substitutionsenergien haben den Markt immer wieder ausgeregelt. Die Endlichkeit der Vorräte ist unbestritten, aber wird sich in nächster Zeit kaum in erhöhten Preisen manifestieren. Für die kommenden 10 bis 15 Jahre erwarten die internationalen Mineralölgesellschaften einen Ölpreis von 15-20 \$/bl, in realen US-Dollar 1992.

Erdgas hat einen wichtigen Platz in der weltweiten Energieversorgung gefunden und wird diesen sicher ausbauen. Der Preis orientiert sich derzeit an dem von Mineralölprodukten. Bei einer Ausweitung des Einsatzgebietes auf die Stromerzeugung tritt Erdgas in Konkurrenz mit Kohle - möglicherweise auch mit Kernenergie. In diesem Fall wird die Preisfindung auch die Entwicklung auf dem Kohlemarkt berücksichtigen müssen.

Für die Stromerzeugung ist weltweit Kohle der wichtigste Energieträger, und in den meisten Ländern basiert der Kraftwerksneubau auf Kohle. Der internationale Kohlehandel ist in den letzten Jahrzehnten kräftig gestiegen und betrug 1991 406 Mt. Für 2000 wird eine Ausweitung auf 560 Mt prognostiziert /4/. Neue Kohleexporteure sind hinzugekommen und haben den Preis auf einem niedrigen Niveau stabilisiert. Für die deutschen Importeure sind die Preise wegen des schwachen Dollarkurses noch günstiger geworden.

Die starke Rolle der Kohle in der Stromerzeugung macht sie zu einer Meßlatte für andere Energieträger. Somit kann Kohle auch zu einem "price-setter" für Heizöl und Erdgas werden. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Heizwerte und der Anlagenkosten der jeweiligen Verstromungstechnologien können Äquivalenzpreise errechnet werden. So ergibt sich ein Kohlepreis pro Tonne, der etwa gleich dem von 3 Barrel Rohöl ist. Beträgt also der Ölpreis \$18/bl, so sollte Kohle \$54/tSKE kosten und diese Preise finden wir auf den Weltmärkten bestätigt. In der mittelfristigen Perspektive bis etwa 2000 ist kaum eine reale Erhöhung des Kohlepreises zu erwarten.

Wo bleibt da die Kernenergie?

Soll sie auf den europäischen Märkten wieder wirtschaftlich attraktiver werden, so ist dies wohl nicht aus kurzfristigen Kostennachteilen bei den fossilen Brennstoffen zu erhoffen. Kernkraftwerke müssen in den Investitionen billiger werden. Auch dies wird nicht einfach sein, da kaum verbilligende Serieneffekte

zu erwarten sind. Fortlaufende technische Weiterentwicklungen wie Erhöhung des Wirkungsgrades von 33% beim Standard-DWR auf über 35% und Verlängerung des Abbrandes auf 45 MWd/kg werden sicherlich in dieser Richtung wirken. Jedoch reichen wird das kaum, so daß entscheidende Vereinfachungen und Kosteneinsparungen bei der Anlage selbst realisiert werden müßten.

5. Die längerfristige Perspektive

Neben den manifesten Trends sind potentielle Entwicklungen erkennbar, die auf die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie einwirken werden. Zum einen ist es die Neuordnung der Strommärkte und zum anderen die globale Umweltbedrohung. In der längerfristigen Perspektive sind noch der steigende Energiebedarf der Entwicklungsländer und mögliche verknappungs- bzw. verteilungsbedingte Engpässe auf den Märkten für Erdöl und Erdgas ins Kalkül zu ziehen.

In vielen Ländern werden die Rahmenbedingungen der Elektrizitätswirtschaft neu definiert und veränderte Strukturen entstehen. In den USA drängen sog. unabhängige Stromerzeuger in den Markt, und viele EVU bedienen sich eher fester Lieferverträge als selber das Baurisiko einzugehen. Das englische Stromversorgungssystem ist privatisiert und in drei unabhängige Ebenen Erzeugung, Transport und Verteilung aufgelöst worden, und es besteht ein freier Handel mit Strom. Neben vielen, weiter zu nennenden nationalen Umstrukturierungen wird auf europäischer Ebene eine supranationale Deregulierung der Elektrizitätswirtschaft vorangetrieben.

Die Folgen für den weiteren Ausbau der Kernenergie ist bereits erkennbar. In einem spotmarktähnlichen Handel mit elektrischer Energie ist wirtschaftliche Flexibilität gefragt, möglichst ohne langfristige Bindung. In den Ausschreibungen amerikanischer EVU für neue Kapazitäten, "competitive bidding", und bei neuen unabhängigen Stromerzeugern in Großbritannien werden Kraftwerksalternativen mit geringer Kapitalbindung und kurzen Bauzeiten favorisiert. Die neuen Anlagen sind fast ausschließlich Gasturbinen, die im weiteren Ausbau zu Kombikraftwerken erweitert werden. Daß dadurch eine starke Bindung an Erdgas mit einem hohen Preissteigerungspotential eingegangen wird, ist für die Konkurrenzsituation heute von geringer Bedeutung. Große Kohlekraftwerke, geschweige Kernkraftwerke, werden nicht gebaut, auch wenn eine langfristige Betrachtung Kostenvorteile aufzeigen sollte.

Die Senkung der Emissionen klimawirksamer Gase ist zum erklärten Umweltziel geworden. In vielen nationalen und internationalen Empfehlungen und Vereinbarungen sind Stabilisierung und Reduzierung von CO₂-Emissionen festgeschrieben worden. Bis Mitte des nächsten Jahrhunderts wird von Klimatologen eine weltweite Reduktion um sogar 50% als notwendig angesehen.

Diese Ziele zu erreichen wird nicht leicht sein und ein Verzicht auf die Kernenergie würde es zusätzlich erschweren, wenn gar nicht unmöglich machen. Ohne hier eine detaillierte Argumentation aufzubauen, soll es genügen, auf die eingangs genannte Jahresmenge von 800 MtSKE hinzuweisen, die Ende der 1990er durch Kernenergie eingespart und so zur Vermeidung einer Freisetzung von 2,2 Mrdt CO₂ führen wird.

Mit einer Besteuerung soll ein ökonomischer Anreiz zur Verminderung von CO₂-Emissionen gegeben werden. Die Kommission der Europäischen Gemeinschaften hat hierzu einen Vorschlag gemacht, der eine Aufteilung in eine Energiesteuer und eine CO₂-Steuer vorsieht. Der Energieanteil soll im 1. Jahr (1994) 0,21 ECU/GJ betragen und nach sieben Jahre (2000) auf 0,70 ECU/GJ ansteigen, und analog der Kohlenstoffanteil 2,81 bzw. 9,40 ECU/tCO₂ /5/. In der Verstromung rechnet die EG mit einer Belastung für die Kernenergie von 2,10 bzw. 7,00 ECU/MWh und für die Kohle von 4,83 bzw. 16,10 ECU/MWh. Alle Angaben sind in realen ECU, Geldwert 1993.

Anhand der Abb.3 soll die Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Kernenergie illustriert werden. Vereinfachend wird angenommen, daß der reale ECU direkt als Vergleich übernommen werden kann und, daß die Relation 1ECU = 2DM konstant bleibt. Damit ergibt sich eine Besteuerung des Kernenergiestromes von zunächst 0,4 Pf/kWh und auf 1,4 Pf/kWh ansteigend. Für Kohle beträgt die Steuer 1,0 bzw. 3,2 Pf/kWh und bedeutet somit einen jährlich zunehmenden Malus gegenüber Kernkraft von rd. 0,5 auf knapp 2 Pf/kWh steigend, entsprechend einer Verteuerung des Kohlepreises um 15 bzw. 60 DM/tSKE. Für den Fall, daß alle übrigen Kostenfaktoren unverändert bleiben, könnte die CO₂-Steuer einen wichtigen wirtschaftlichen Impuls für neue Kernkraftwerke sein.

Über die exakt quantifizierbare Klimasteuer hinaus könnten globale Entwicklungen wie steigende Energienachfrage in den Entwicklungsländern und Verteuerungen auf den Energiemärkten die Option Kernenergie wieder attraktiv werden lassen. Trotz Ölpreisschocks und Finanzierungskrisen hat sich der Energieverbrauch in den Entwicklungsländern von 1970 bis 1990 verdreifacht und beträgt heute 27% des gesamten Weltverbrauchs /6/. Auch pro Kopf gemessen sind starke Zuwächse zu verzeichnen, allein in China stieg der Verbrauch kommerzieller Energieträger im Zeitraum 1965 - 1990 von 250 auf 850 kgSKE/cap an, und in Indien von 140 auf 330 kgSKE/cap. Den größten Anstieg finden wir bei der Stromerzeugung und im Verkehrssektor. Der Strombedarf nimmt derzeit mit 8 % p.a. zu, und ein jährlicher Zubau von 50.000 MW wird von der Weltbank für erforderlich gehalten.

Es gibt keine Anzeichen eines Abflachens der Energienachfrage in den Entwicklungsländern. Auch wenn ein jährlicher Zuwachs von 1 - 2 Prozentpunkten unter den Zuwachsraten der Vergangenheit unterstellt wird, so würde der Energiebedarf auf rd. 7 MrdtSKE im Jahr 2010 und vielleicht 14 MrdtSKE 2030 ansteigen /6/. Bei 2030 wäre dann der Energieverbrauch der Entwicklungsländer doppelt so hoch wie in den Industrieländern einschließlich der ehem. Sowjetunion.

Eine Verknappung, ja gar Erschöpfung der fossilen Energievorräte dient manchmal als Begründung für die Einführung neuer Energiequellen, und so ist auch für die Kernenergie argumentiert worden. Geologisch sind Vorräte letztendlich begrenzt, aber die technisch-wirtschaftlich nutzbaren Reserven unterliegen einer dynamischen Entwicklung. So betrugen z.B. 1950 die nachgewiesenen Weltreserven an Erdöl und Erdgas 30 Milliarden Tonnen Öläquivalent (toe). Seitdem sind 100 Mrdtoe verbraucht worden, aber die heute noch vorhandenen Reserven sind auf 250 Mrdtoe angewachsen. Eine Erschöpfung der

Vorräte an fossilen Energieträger ist sicher nicht zu befürchten - zumindest in einem vorhersehbaren Zeitraum. Allerdings können aufgrund der geografischen Verteilung der Vorräte und angesichts eines steigenden neuen Bedarfs förderbedingte Verteuerungen und marktbedingte Preisaufschläge erfolgen.

Eine Verdoppelung des Energieverbrauchs in der Welt bis 2030 ist durchaus ein realistisches Szenario. Soll der Bedarf zum größten Teil mit fossilen Energieträgern gedeckt werden, so sind damit verbundene Umweltbelastungen im beträchtlichen Ausmaß zu erwarten. Vielleicht erfährt die Kernenergie eine Neubewertung in Bezug auf Umweltfreundlichkeit. Bei dieser skizzierten Entwicklung könnte neben regenerativen Energiequellen der Zubau von Kernkraftwerken in größerer Zahl erwünscht oder notwendig werden. Eine breite Nutzung der Kernenergie sollte mit einer fortschreitenden Verbesserung der Sicherheit einhergehen. Mit verstärkter Nutzung naturgesetzlicher oder passiver Prinzipien in der Sicherheitstechnik dürfte auch eine größere Bereitschaft zur Akzeptanz der Kernenergie zu erhoffen sein. Gerade bei Ländern, die neu in die Kerntechnik einsteigen sind kleinere Anlagengrößen vorteilhaft, und die Anwendung von passiven Sicherheitselementen verspricht Vereinfachungen und Gewähr für einen störungsfreien Betrieb. Damit dürfte sich für Reaktoren einer neuen Generation, wie z.B. HTR-Modul, ein vielversprechendes Einsatzgebiet auf tun. Allerdings gilt für neue Kernkraftwerke ohne Einschränkung was für die heutige Generation festgestellt wurde, sie müssen wirtschaftlich sein und vor allem in den Anlageninvestitionen keine abschreckende Hürde darstellen.

6. Schlußwort

Die Kernenergie hat in der Vergangenheit ihre Wirtschaftlichkeit unter Beweis gestellt und das LWR-Programm in der Bundesrepublik zeigt deutliche Kostenvorteile gegenüber der zur Verfügung gestandenen Alternativen.

Die Kosten der nuklearen Stromerzeugung liegen derzeit in einem Kostenband, das Wettbewerbsfähigkeit mit anderen Energieträgern verspricht. Das soll nicht heißen, daß Kernenergie überall und zu jeder Zeit in den Kosten überlegen ist, sondern kostenmäßig als eine realistische Alternative erscheint, die abhängig von weiteren Faktoren Vorteile aufweisen kann.

Eine Verbesserung der relativen Wirtschaftlichkeit kann nicht aus einer kurz- bis mittelfristigen Verteuerung der Konkurrenzenergien, vor allem der Kohle erwartet werden. Die Kernenergie muß zunächst eigene Nachteile überwinden und zwar vorrangig durch Verringerung der Anlageninvestitionen. Dies setzt sowohl Kosteneinsparungen bei der Anlage selbst als auch verkürzte Bauzeiten voraus. Eine politische Klärung der Bedingungen für die Entsorgung dürfte ebenfalls zur Kostensenkung beitragen.

Die Deregulierung auf dem Strommarkt mit vielen unabhängigen Stromerzeugern, die um kurzfristige Lieferungen konkurrieren, führt zwangsläufig zu technischen Lösungen mit geringer Kapitalbindung. In dieser Situation ist die Kernenergie, wie auch große Kohlekraftwerke, benachteiligt. Im entgegengesetzten Sinne dürfte sich die verstärkte Energienachfrage in den Entwicklungs-

ländern auswirken, die maßgeblich zu einer Verdoppelung des Weltenergieverbrauchs bis 2030 beitragen könnte.

Langfristig verspricht der Übergang zu neuen Reaktortypen Akzeptanzerleichterungen, die sich auch in Kostenvorteile umsetzen lassen müßten. In der längeren Perspektive ist die Kernenergie eine unverzichtbare Komponente in der Weltenergieversorgung, vor allem dann, wenn die CO₂-Reduktionsziele von 50% bis Mitte des nächsten Jahrhunderts erreicht werden sollen. Auf dieser Zeitskala können auch Veränderungen in der Versorgungslage bei den fossilen Brennstoffen auftreten.

7. Literatur

1. J.-G. Kim, Wirtschaftlichkeitsanalyse der in der Bundesrepublik Deutschland gebauten Kernkraftwerke und Vergleich mit Steinkohlekraftwerken, Dissertation Universität-GH-Essen, 1991
2. U. Hansen, Investitionen für Jahrzehnte, Kosten einer deutschen Wiederaufarbeitung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 36. Jg.(1986) Heft 9
3. U. Hansen, Wirtschaftliche Perspektiven der Kernenergienutzung - Rückblick und Ausblick, Atomwirtschaft, S.222, 1991
4. Verein Deutscher Kohleimporteure, Jahresbericht 1991, Hamburg 1992
5. Commission of the European Communities DG XVII, Energy Consequences of the Proposed Carbon/Energy Tax, Brüssel, 1993
6. The World Bank, World Development Report 1992 - Development and the Environment, Oxford University Press, 1992

Die Folgen eines schweren Kernreaktorunfalls - Tschernobyl

Hans Bonka

1. Einleitung

Am 26.04.1986 um 1.24 Uhr ereignete sich in Tschernobyl der bisher schwerste Kernreaktorunfall. Es war etwas geschehen, von dem man meinte, es würde aufgrund der geringen Wahrscheinlichkeit nicht eintreten. Man hatte nicht bedacht, daß in der UdSSR ein Reaktortyp als Leistungsreaktor betrieben wurde, der im Hinblick auf die Kettenreaktion nicht inhärent sicher (stabilisierende Rückwirkung bei Temperaturerhöhung, Moderatorveränderungen u.a.) war. So kam, was mit hoher Wahrscheinlichkeit kommen mußte. Gab es nicht Parallelen zum Kritikalitätsunfall am SL-1 Kernreaktor /1/, der allein durch Ziehen des zentralen Absorberstabes überkritisch werden konnte?

2. Transport der emittierten Radionuklide

Infolge der großen Zerstörungen /2/ durch die Leistungsexkursion mit Dampfexplosion und den anschließenden Graphitbrand wurden vom Zeitpunkt der Explosion bis zum 05.05.1986 zehn Tage lang Radionuklide emittiert /3/. Die Tab. 1 zeigt die berechnete emittierte Aktivität. Durch den thermischen Auftrieb wurden die Radionuklide in eine Höhe von mehr als 1000 m transportiert und von dort mit dem Wind fortgetragen. Alle festen Radionuklide außer Iod wurden an Aerosolteilchen gebunden. Iod wurde je nach Transportzeit bis zu ca. 40 % an Aerosolteilchen angelagert. Abb. 1 zeigt Trajektorien mit den jeweiligen Startzeitpunkten.

Tab 1 Emittierte Aktivität einiger Radionuklide /3/

Radionuklid	Emittierte Aktivität [TBq]	Anteil von Kern- inventar [%]
⁸⁵ Kr	$3,3 \cdot 10^4$	100
⁹⁰ Sr	$8 \cdot 10^3$	4
¹⁰³ Ru	$1,2 \cdot 10^5$	3
¹³¹ I	$3 \cdot 10^5$	20
¹³² Te	$5 \cdot 10^4$	15
¹³⁴ Cs	$2 \cdot 10^4$	10
¹³⁷ Cs	$4 \cdot 10^4$	10
²³⁹ Pu	$2,5 \cdot 10^1$	3

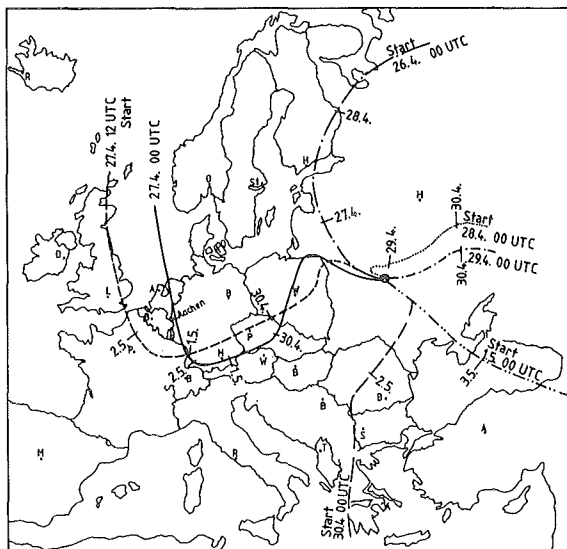


Abb. 1: Ungefäher Verlauf der Trajektorien in ca. 1500 m Höhe (850 hPa) mit dem Anfangspunkt in Tschernobyl

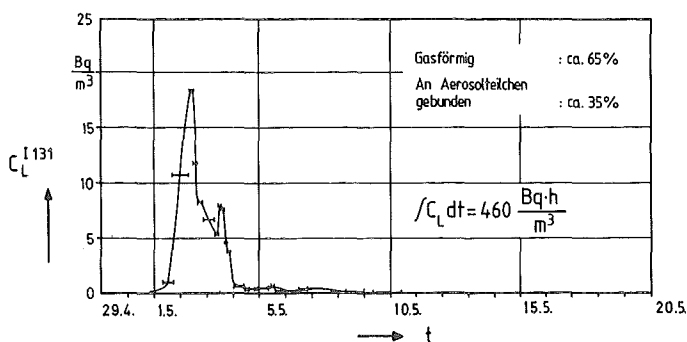


Abb. 2: ^{131}I -Aktivitätskonzentration in der bodennahen Luft an der RWTH Aachen im Mai 1986

Die Trajektorien stellen die Bahn des Schwerpunktes der emittierten Schadstoffe zum jeweiligen Startzeitpunkt dar. Die Radionuklide werden durch turbulenten Austausch längs der Trajektorien in alle Richtungen verteilt. Die Verteilung läßt sich mit Hilfe von Normalverteilungen (Gauß-Modell) annähern /4/. Die Erhöhung der ^{131}I -Aktivitätskonzentration in der bodennahen Luft an der RWTH Aachen ist in Abb. 2 dargestellt. Die zeitliche Veränderung kann mit Hilfe der Trajektorien mit dem Startzeitpunkt 0 und 12.00 Uhr am

27.04.1986 erklärt werden. Am 03.05. gab es in Aachen gegen 18.30 Uhr und um Mitternacht ein Gewitter. Danach waren die Aktivitätskonzentrationen in der Luft sehr klein. Je nach Wetterbedingung wurden die Radionuklide trocken oder durch Niederschlag abgelagert. Gibt es ausreichenden Niederschlag, so werden an Aerosolteilchen gebundene Radionuklide im allgemeinen vorwiegend naß abgelagert. Die Abb. 3 zeigt als Beispiel die um Tschernobyl abgelagerte flächenbezogene ^{137}Cs -Aktivität /5/. Man erkennt deutlich den Weg der Radionuklide anhand der Trajektorien in Abb. 1. Die inhomogene Ablagerung ist weitgehend auf den lokal recht unterschiedlichen Niederschlag zurückzuführen. Es gibt Gebiete mit höheren ^{137}Cs -Ablagerungen als 3000 kBq/m^2 . Auf ihnen ist in naher Zukunft wahrscheinlich nur Forstwirtschaft möglich. Die lokal recht unterschiedliche Ablagerung wird noch deutlicher anhand gemessener flächenbezogener Aktivitäten in der Bundesrepublik Deutschland, s. Abbildungen 4 und 5. Es wurden von 1986 bis 1991 bei verschiedenen Gelegenheiten und gezielt von Grasflächen Boden- und teilweise Grasproben genommen und die Aktivität von ^{134}Cs und ^{137}Cs gammaspektrometrisch gemessen. Für einen besseren Vergleich wurden alle gemessenen flächenbezogenen Aktivitäten entsprechend dem Zerfall auf den 15.05.1986 bezogen. Die Abb. 5 zeigt die gemessene flächenbezogene ^{134}Cs -Aktivität an den einzelnen Orten. Die ^{137}Cs -Aktivität durch den Unfall in Tschernobyl war doppelt so groß wie die ^{134}Cs -Aktivität /6/. Meßwerte von der ehemaligen DDR enthält der Bericht /7/. Die im Boden durch die Kernwaffenversuche noch vorhandene flächenbezogene ^{137}Cs -Aktivität betrug 1986 ca. 2 kBq/m^2 .

3. Transport der Radionuklide im Ökosystem

Es gibt eine große Anzahl Meßwerte über den Transport der verschiedenen Radionuklide im gesamten Ökosystem, s. z.B. /7/ bis /11/. Die Abbildungen 6 und 7 zeigen als Beispiel die gemessenen spezifischen ^{131}I - und ^{137}Cs -Aktivitäten in Kuhmilch von 2 Bauernhöfen in Aachen.

Der von der Strahlenschutzkommission beim BMI vorgeschlagene Eingreifwert für ^{131}I in Kuhmilch betrug 500 Bq/l /8/. Er wurde nach einer maximalen Schilddrüsendosis für Kleinkinder von $0,03 \text{ Sv}$ abgeleitet. Die spezifische ^{137}Cs -Aktivität in der Kuhmilch stieg auf den Bauernhöfen, auf denen im Winter Grassilage verfüttert wurde, nochmals auf den Wert zum Zeitpunkt des Grasschnittes (Mitte Juni) an. Danach nahm sie kontinuierlich ab. Alle Messungen in Deutschland zeigen, daß die Aktivitätsabnahme im Wald wesentlich langsamer vonstatten geht. Am deutlichsten ist es bei Pilzen und Wildfleisch zu sehen. Die spezifischen Aktivitäten in den einzelnen Nahrungsmitteln aus den Waldgebieten sind so unterschiedlich wie die lokal abgelagerte Aktivität, s. Abb. 5. Man kann daher Meßwerte nur dann vergleichen, wenn die abgelagerte Aktivität bekannt ist.

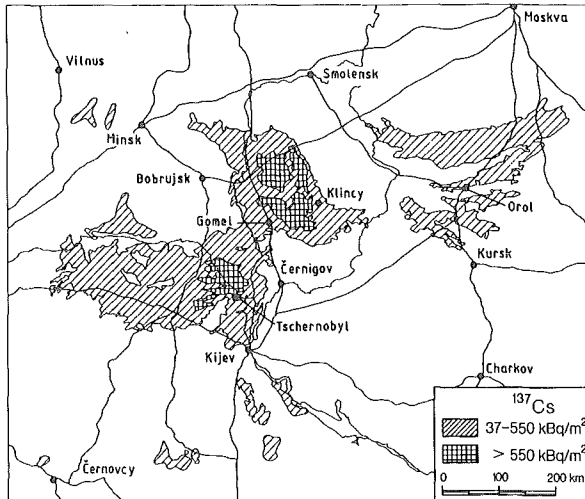


Abb. 3: Durch den Unfall in Tschernobyl abgelagerte flächenbezogene ^{137}Cs -Aktivität in kBq/m^2 /5/

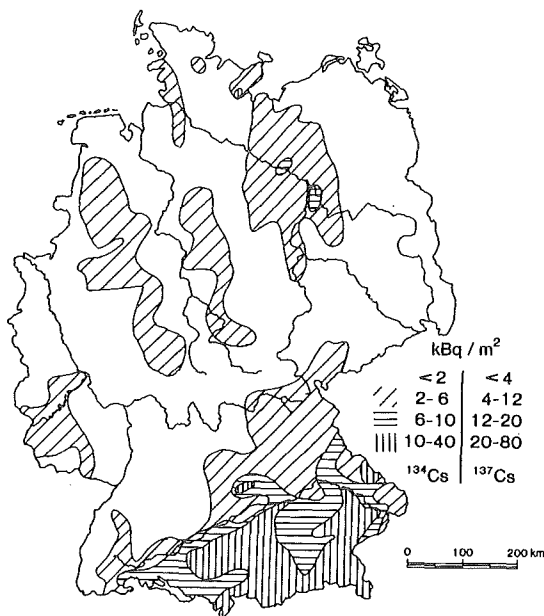


Abb. 4: Durch den Unfall in Tschernobyl in Deutschland abgelagerte flächenbezogene ^{134}Cs - und ^{137}Cs -Aktivität in kBq/m^2

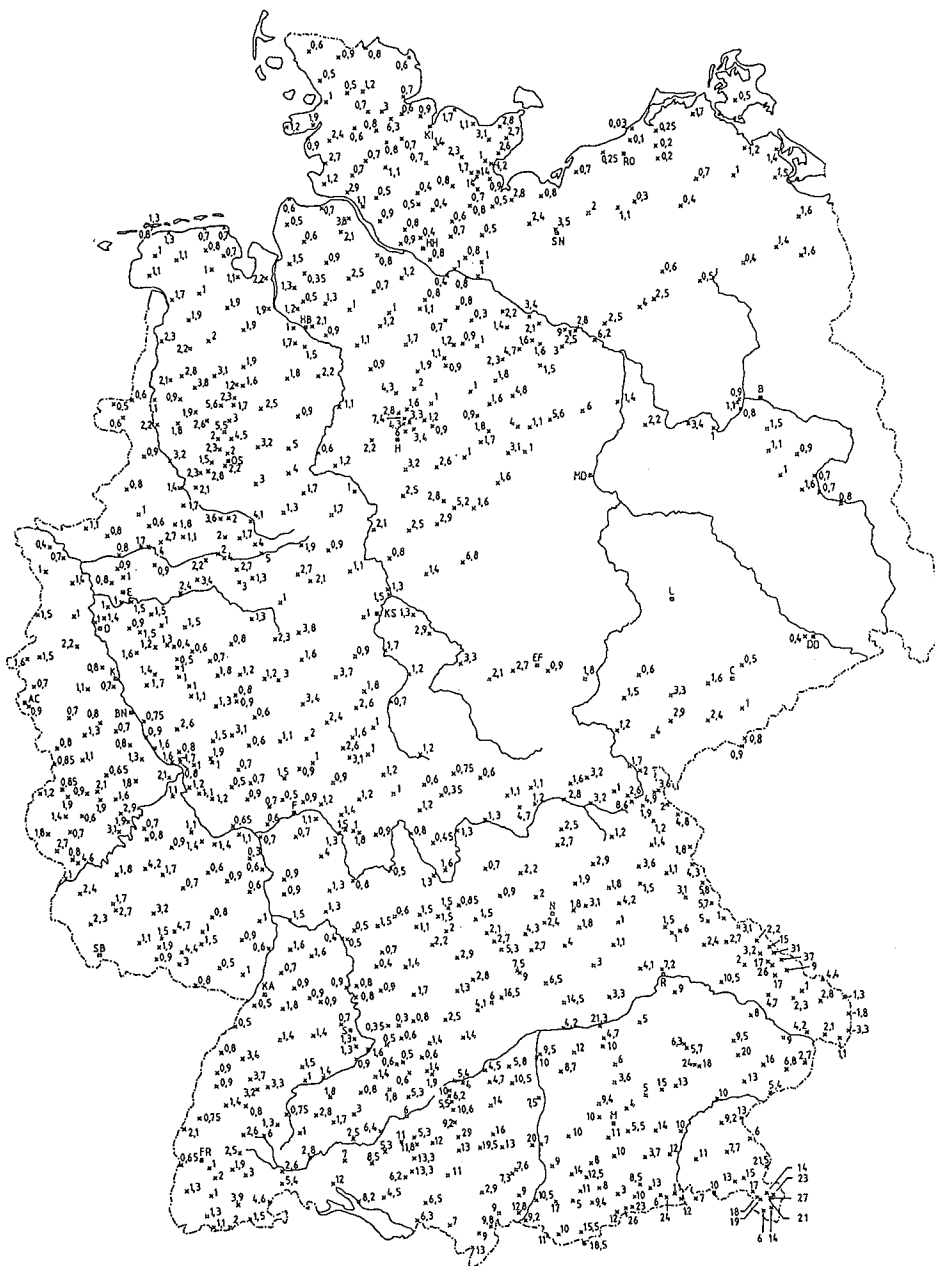


Abb. 5: Durch den Unfall in Tschernobyl in der Bundesrepublik Deutschland (Bezugszeitpunkt 15.05.1986) abgelagerte flächenbezogene ^{134}Cs - Aktivität in kBq/m^2 (^{137}Cs doppelt so groß)

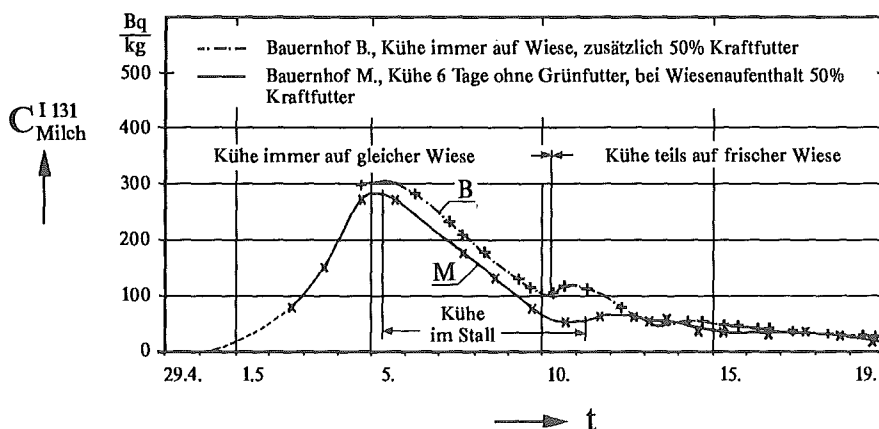


Abb. 6: Spezifische ^{131}I -Aktivität in Kuhmilch von 2 Bauernhöfen in Aachen

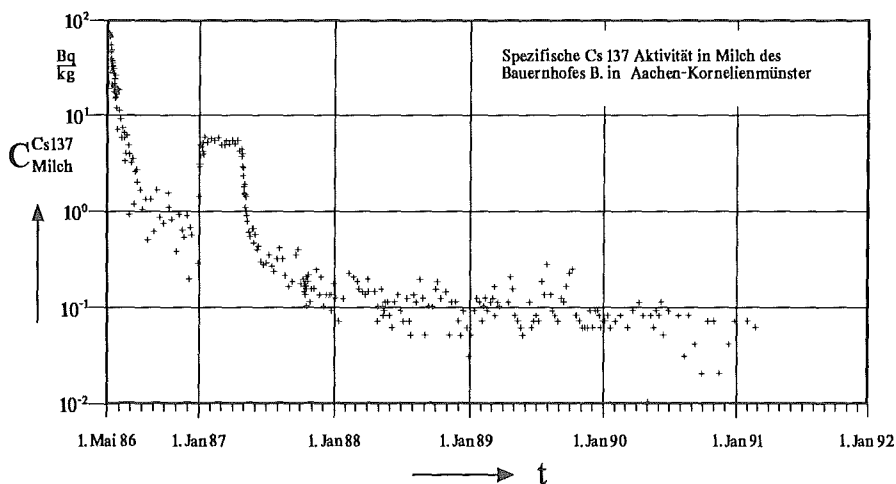


Abb. 7: Spezifische ^{137}Cs -Aktivität in Kuhmilch von einem Bauernhof in Aachen

4. Strahlenexposition

An der RWTH Aachen wurde wie anderenorts versucht, die Strahlenexposition der Bevölkerung möglichst genau zu ermitteln. Hierzu wurden die Ortsdosisleistung im Freien, die Aktivitätskonzentration in der Luft, die spezifische

Aktivität der verschiedenen Radionuklide in einzelnen Nahrungsmitteln und die ^{134}Cs - und ^{137}Cs -Aktivität im Körper erwachsener Personen gemessen.

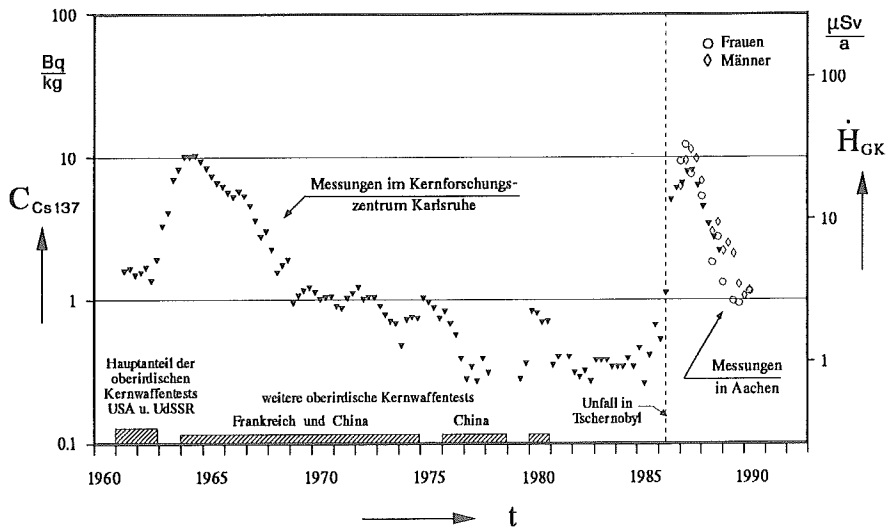


Abb. 8: Gemessene spezifische ^{137}Cs -Aktivität im Körper erwachsener Personen (Quartalmittelwerte) im Kernforschungszentrum Karlsruhe und in Aachen /12/

Tab 2 Mittlere Äquivalentdosen in Aachen durch den Kernreaktorunfall in Tschernobyl

Person	Äquivalentdosis in mSv			
	1. Jahr		50 Jahre	
	Schilddrüse	effektive Dosis	Schilddrüse	effektive Dosis
Kleinkind	1	0,08	1,2	0,32
Erwachsener	0,5	0,09	0,8	0,34

Die Abb. 8 zeigt als Beispiel die gemessene mittlere spezifische ^{137}Cs -Aktivität im Körper erwachsener Frauen und Männer /12/ im Vergleich zu Meßwerten des Kernforschungszentrums Karlsruhe /13/. Nach den Meßwerten wurden für Kleinkinder und erwachsene Personen die in Tab. 2 aufgeführten mittleren Dosen im ersten Jahr und über 50 Jahre ermittelt /11/, /12/. Die Aktivitätsaufnahmen in den kommenden Jahren wurden nach radioökologischen

Modellen berechnet. Bei Kleinkindern wurde angenommen, daß aufgrund der Aufforderung der Landesregierung der Frischmilchkonsum für 14 Tage eingestellt wurde. Die effektive Dosis wird zum größten Teil durch ^{134}Cs und ^{137}Cs hervorgerufen. Die Bedeutung von ^{137}Cs nach Unfällen wurde am Lehrstuhl für Reaktortechnik der RWTH Aachen Mitte der 70er Jahre untersucht /14/. Die Ergebnisse waren mit ein Grund, sogenannte hypothetische Unfälle /15/ zu betrachten. Die Extrapolation der Dosen in Aachen auf andere Gebiete ist dann möglich, wenn die Nahrungsmittel zu großen Teilen vom gleichen Ort stammen. Hierzu muß für den Raum Aachen von einer durch den Unfall verursachten flächenbezogenen ^{137}Cs -Aktivität von ca. $1,5 \text{ kBq/m}^2$ ausgegangen werden.

5. Literatur

- /1/ E.H. Schulz, Vorkommnisse und Strahlenunfälle in kerntechnischen Anlagen, S. 87–99, Verl. K. Thieme (1966) München
- /2/ R.F. Mould, Chernobyl, Pergamon Press (1988) Oxford
- /3/ Nuclear Safety 31, 353–374 (1990)
- /4/ The Science of the Total Environment 25, 3–17 (1982)
- /5/ The International Chernobyl Project, Surface Contamination Maps, IAEA (1991) Wien.
- /6/ H. Jacobs, H. Bonka (Hrsg.), Strahlenschutz für Mensch und Umwelt, S. 265–270, Verl. TÜV Rheinland (1991) Köln
- /7/ Die Auswirkungen des Unfalls im sowjetischen Kernkraftwerk Tschernobyl auf das Territorium der ehemaligen DDR im Jahre 1989, ST-1/92, BfS (1992) Berlin
- /8/ SSK, Auswirkungen des Reaktorunfalls in Tschernobyl auf die Bundesrepublik Deutschland, Bd. 7, G. Fischer Verl. (1987) Stuttgart
- /9/ Umweltpolitik, Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung, Jahresbericht 1986, 1987, 1988, BMU Bonn
- /10/ Wissenschaft und Umwelt Nr. 1, 39–50 (1986)
- /11/ Wissenschaft und Umwelt Nr. 3, 154–166 (1987)
- /12/ Wissenschaft und Umwelt Nr. 1, 29–34 (1990)
- /13/ W. Koelzer, M. Urban, Jahresbericht der Hauptabteilung Sicherheit, KfK 4530, S. 186, KfK (1989) Karlsruhe
- /14/ H.D. Heckhoff, Radiologische Auswirkungen störfallbedingter Emissionen bei Leichtwasserreaktoren, Diplomarbeit am Lehrstuhl für Reaktortechnik der RWTH (1976) Aachen
- /15/ K.W. Otto, H. Bonka, J. Lukaszewicz, R. Schulten, Das Temperaturverhalten von Kugelhaufenreaktoren bei Ausfall der Kühlung, Reaktortagung S. 111–114 (1976) Düsseldorf

Leichtwasserreaktoren mit erhöhter Sicherheit

Enno Hicken

1. Einleitung

Verfolgt man die Entwicklung der Kernenergie - 1992 wurde der 50. Jahrestag der ersten Kettenreaktion im "FERMI"-Reaktor gefeiert - so ist in den ersten Jahrzehnten eine stürmische Entwicklung verschiedener Reaktortypen festzustellen. Im Laufe der Jahre haben sich dann die Leichtwasserreaktoren großer Leistung durchgesetzt; daneben wurden aber auch schwerwasser-, gas- oder natriumgekühlte Reaktoren weiterentwickelt und der - meist - erfolgreiche Betrieb mit Prototypen oder ersten Anlagen aufgezeigt.

Die Sicherheit der Kernreaktoren wurde und wird stetig weiterentwickelt. Bei Leichtwasserreaktoren (LWR) ist jedoch - angestoßen durch Hearings in den USA Anfang der 70er Jahre - eine deutliche Anhebung des Sicherheitsniveaus erfolgt: redundante Notkühlsysteme wurden eingeführt und ein druckfester Sicherheitseinschluß mußte Leitungsbrüche bis zum vollständigen Abriß der größten Leitung beherrschen.

Der Störfall mit gravierender Kernzerstörung im Kernkraftwerk TMI-2 am 18. März 1979 und der Unfall im Block 4 des Kernkraftwerks Tschernobyl am 26. April 1986 mit beträchtlicher Freisetzung von radioaktiven Spaltprodukten in die Umgebung haben in vielen Ländern die Akzeptanz für die friedliche Nutzung der Atomenergie stark vermindert bis hin zur parlamentarischen Ablehnung.

Hersteller und Betreiber haben daher begonnen, auf der Grundlage umfangreicher Betriebserfahrungen und der vergrößerten Wissensbasis über die Phänomene bei Stör- und Unfällen Konzepte für eine neue Generation von Kernreaktoren zu entwickeln.

Im folgenden Abschnitt wird zunächst eine kurze Übersicht über wesentliche Entwicklungen in den westlichen Ländern mit einer kurzen Auflistung der wesentlichen sicherheitstechnischen Charakteristika gegeben.

In diesem Beitrag wird nicht auf die normalen konzeptunabhängigen Weiterentwicklungen z.B. in der Leittechnik, in der Fabrikation und Qualitätssicherung usw. eingegangen, obwohl diese einen entscheidenden Beitrag zur "Sicherheitskultur" leisten.

2. Ausgewählte Beispiele von Leichtwasserreaktor-Entwicklungen

Nachstehend sind 5 verschiedene Weiterentwicklungen von Leichtwasser-Reaktoren mit ihren wesentlichen Charakteristika dargestellt. Diese werden im 3. Kapitel verglichen und bewertet.

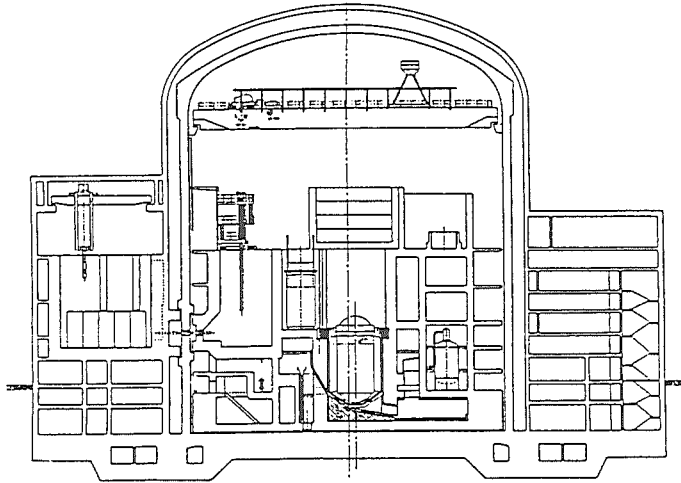
EPR

Entwickler: NPI (= Siemens und Framatom)
Elektrische Leistung: 1500 MW (ca. 90 MW/m³)

Charakteristika:

- Reaktorsystem ähnlich derzeitigen in Betrieb befindlichen Anlagen
- Sicherheitsbehälter so ausgelegt, daß er den Belastungen aus Kernschmelzen standhält und keine Evakuierung notwendig ist

Status: Diskussionen in Deutschland und Frankreich zur Genehmigungsfähigkeit; 1998 soll dieser Typ baufähig sein

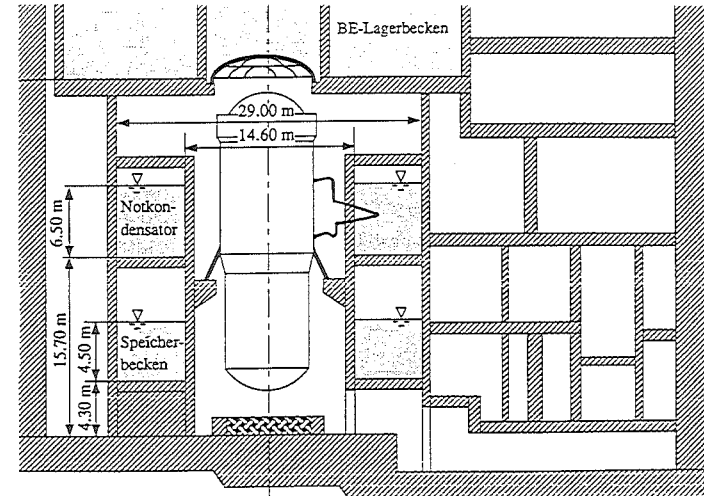


SWR 600

Siemens
600 - 900 MW (ca. 60 MW/m³)

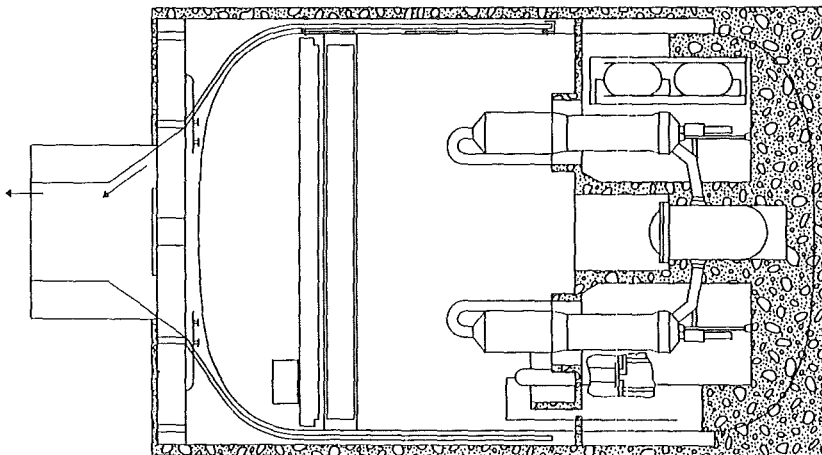
- Betrieb mit Naturumlauf
- ca. 15000 m³ Wasser für Kühlzwecke verfügbar
- sehr hohe Zahl passiver Elemente

mit Mittel deutscher EVU's in Entwicklung befindlich;
ca. 5-8 Jahre Nachlauf zum EPR

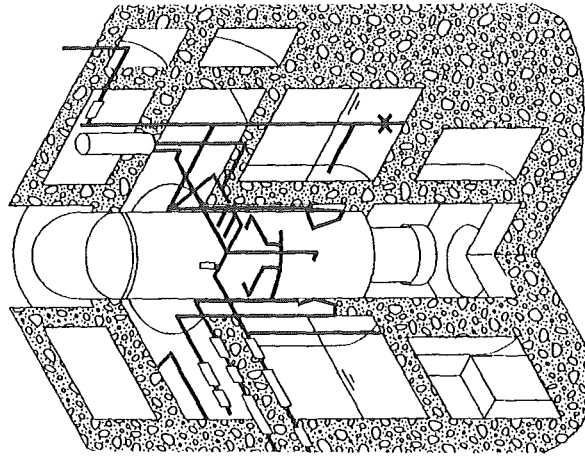


AP 600	SBWR	PIUS
<i>Entwickler:</i> Westinghouse/USA	General Electric / USA	ASEA / Schweden
<i>Elektrische Leistung:</i> 600 MW <i>Leistungsdichte:</i> ca. 100 MW/m ³	600 MW ca. 80 MW/m ³	600 MW ca. 80 MW/m ³
<i>Charakteristika:</i> <ul style="list-style-type: none"> - Wassereinspeisungen durch Gravitationskräfte aus Behältern innerhalb des Sicherheitsbehälters - Fluten des Raumes außerhalb des Reaktordruckbehälters - Abfuhr der Nachwärme aus dem Sicherheitsbehälter durch Kühlung der Stahlschale durch Naturzug - durch Verwendung passiver Elemente starke Verminderung der Anzahl von Motoren, Diesel, Pumpen, Kabel etc. 	<ul style="list-style-type: none"> - Betrieb mit Naturumlauf - Abfuhr der Nachwärme aus dem Sicherheitsbehälter über Wärmetauscher im außerhalb des Sicherheitsbehälters liegenden Wasserbecken Vereinfachung durch Verwendung passiver Elemente	<ul style="list-style-type: none"> - sehr große borierte Wassermenge um den Reaktor - Spannbetongebäude - Abschaltung durch Ansaugen von boriertem Wasser bei Störungen
<i>Status:</i> Das Genehmigungsverfahren läuft und soll ca. 1986 abgeschlossen sein	Das Genehmigungsverfahren läuft um einige Monate verzögert gegenüber dem AP 600	Konzept wird oft diskutiert, aber meistens verworfen, da Schweden keine Kernkraftwerke mehr baut

AP 600

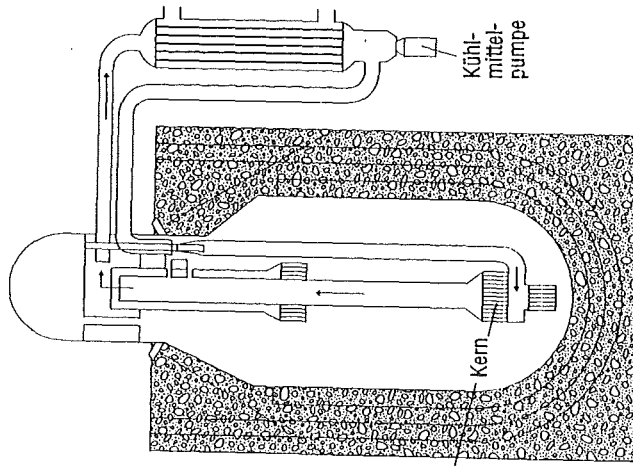


SBWR



PIUS

PIUS mit externer Dampferzeugung



3. Diskussionen der Reaktorentwicklungen

Zunächst ist festzustellen, daß sich die intensive Weiterentwicklung auf Leistungsgrößen von 600 MW_e bis 1500 MW_e konzentriert, da der größte Bedarf für Ersatz- und Neuanschaffungen in dieser Leistungskategorie erwartet wird. Die Industrie sieht in dieser Leistungsgröße offensichtlich die einzige reale Möglichkeit, wirtschaftlich mit Kraftwerken auf Kohle- oder Gas-Basis konkurrieren zu können.

Die bei den genannten Leistungsgrößen vorhandenen Leistungsdichten von 50 - 100 MW/m³ führt immer dazu, daß bei nicht ausreichender Kühlung der Kern zunächst in den Brennstabhüllen versagt mit nachfolgendem Schmelzen des Brennstoffs. Bei dieser Kernzerstörung werden große Mengen an radioaktiven Spaltprodukten freigesetzt. Daher ist grundsätzlich ein gestaffeltes Sicherheitskonzept vorgesehen, das vereinfacht dargestellt die beiden Ziele verfolgt:

- 1) die Störfallvorsorge, d.h. die Systeme werden so verbessert, daß eine Kernschmelze "praktisch" verhindert wird.
- 2) die Schadensbegrenzung, d.h. die Auswirkungen von Störfällen wie beispielsweise das Kernschmelzen werden auf die Anlage begrenzt

Auf den jeweiligen Sicherheitsstandard der in Abschnitt 2 dargestellten Entwicklungen wird später noch eingegangen.

Zunächst ist zu diskutieren, welche Störfälle für die Auslegung und welche für die Bewertung heranzuziehen sind. Vereinfachend dargestellt lassen sich drei Ursachen für die Auslösung von Störfällen unterscheiden:

- a) Betriebsbedingte Störungen und menschliche Fehlhandlungen innerhalb des Sicherheitseinschlusses
- b) Naturbedingte Einwirkungen von außen (z.B. Erdbeben)
- c) Zivilisationsbedingte äußere Einwirkungen (z.B. Flugzeugabsturz)

Es ist offensichtlich, daß von der Bevölkerung naturbedingte Einwirkungen mit Schäden für die Umwelt (z.B. ein Meteoriten-Einschlag) leichter akzeptiert werden als z.B. ein Flugzeugabsturz, der in der Eintrittswahrscheinlichkeit und in den Folgen in der gleichen Größenordnung wie ein Meteoriteneinschlag liegen kann. Eine weitgehend objektive Methode zur Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeit ist die probabilistische Sicherheitsanalyse. Diese Bewertungsmethode wurde in den letzten beiden Jahrzehnten stark weiterentwickelt und wird inzwischen bei Neuentwicklungen für Konzeptentscheidungen herangezogen. Nach Kenntnis des Autors werden bei den in Abschnitt 2 genannten Entwicklungen die äußeren Einwirkungen, die im übrigen eine beträchtliche Streubreite aufweisen, mit einer geringeren Priorität als Störfälle innerhalb des Sicherheitseinschlusses berücksichtigt.

Bei der 1. Stufe des Sicherheitskonzepts - der Störfallvorsorge - lehnt man sich an die von der IAEA empfohlenen Zielwerte an, wonach die Eintrittswahrscheinlichkeit eines größeren Kernschadens mit kleiner als $10^{-5}/a$ anzusetzen ist. In dem deutsch-französischen Gemeinschaftsprojekt EPR strebt man sogar eine um den Faktor 10 verringerte

Eintrittswahrscheinlichkeit an. Dies bedeutet z.B., daß in 100 Jahren bei 5000 - 10000 Kernreaktoren großer Leistung (ca. 10 - 20 mal mehr als die derzeit existierende Zahl von Kernreaktoren) rechnerisch nur 1 Kernschmelzfall auftritt. Nach derzeitigem Wissensstand werden die in Abschnitt 2 genannten Entwicklungen diese geringe Eintrittswahrscheinlichkeit und unter Berücksichtigung von Betriebszuständen mit niedriger oder Null-Leistung und menschlichen Fehlhandlungen erreichen.

Beim Störfall in TMI-2 wurde der Kern zerstört, der Sicherheitsbehälter blieb unversehrt, so daß keine die Umwelt unzulässig belastende Radioaktivität freigesetzt wurde: Beim Unfall in Tschernobyl war dies bekanntlich nicht der Fall.

Die Eintrittswahrscheinlichkeit für eine massive Freisetzung in die Umwelt sollte nach den von der IAEA vorgesehenen Richtwerten mindestens um den Faktor 10 geringer sein als die Eintrittswahrscheinlichkeit für ein Kernschmelzen.

Nach Kenntnis des Autors werden derzeit nur an den EPR und den SWR 600 so weitreichende Sicherheitsanforderungen gestellt, daß der Sicherheitsbehälter den Belastungen aus Sequenzen mit Kernschmelzen standhalten soll. Daraus folgt, daß unterhalb des Reaktordruckbehälters ein Kernfänger ("Core-Catcher") vorhanden sein muß, und daß die Belastungen aus evtl. Wasserstoffverbrennungen aufgefangen werden müssen. Hinter diesen - sehr weitgehenden - Anforderungen steht der Wunsch, daß der Austritt von Radioaktivität so begrenzt wird, daß einschneidende Maßnahmen des Katastrophenschutzes in der Umgebung des Kernkraftwerkes entbehrlich sind. Diese Anforderungen werden derzeit für den EPR zwischen französischen und deutschen Gremien diskutiert und sind daher noch nicht verbindlich.

Gegenüber früheren Jahren ist die Entwicklung eines neuen oder auch nur modifizierten Reaktorkonzepts wegen des erweiterten Genehmigungsverfahrens und der erforderlichen Nachweise erheblich aufwendiger geworden. Zeiträume um 10 Jahre sind sicherlich nicht unrealistisch; falls es sich um eine Neuentwicklung handelt, ist der Betrieb eines Prototyps erforderlich, was zusätzlich mit 10-15 Jahren anzusetzen ist.

Aus diesen Überlegungen folgt, daß für den Neubau von Kernreaktoren mit einem Betriebsbeginn von 2005 bis 2010 nur Weiterentwicklungen auf der Basis bestehender Betriebssysteme infrage kommen. Für die in Abschnitt 2 dargestellten Reaktorkonzepte kann festgestellt werden, daß die Druckwasserreaktoren AP 600 und EPR im Kühlkreislauf weitgehend bestehenden Systemen ähnlich sind. Das PIUS-Konzept ist insbesondere bei der Reaktorabschaltung eine Neuentwicklung; ein Prototyp erscheint notwendig. Die beiden Siedewasser-Entwicklungen SBWR und SWR 600 werden betrieblich im Naturumlauf gefahren; dies ist nicht grundsätzlich neu, da Siedewasserreaktoren auch bisher bereits bis zu ca. 40 Prozent Leistung mit Naturumlauf betrieben wurden. Man beachte, daß diese beiden Siedewasserreaktoren ein größeres Reaktordruckbehältervolumen besitzen, als die über doppelt so leistungsfähigen Siedewasserreaktoren mit Zwangsumwälzung.

Allen Reaktorentwicklungen ist gemeinsam, daß die Sicherheitssysteme gegenüber früheren Systemen eine erhöhte Anzahl passiver oder Komponenten aufweisen. Es ist insbesondere darauf hinzuweisen, daß beim AP 600, SBWR, SWR 600 und PIUS passive oder weitgehend passive Systeme die Basis für die Sicherheitseinspeisesysteme bilden. Dabei wird den passiven Systemen insbesondere eine größere Unempfindlichkeit gegenüber menschlichen Fehlhandlungen zugeschrieben; der Nachweis ist noch zu erbringen.

Es ist optisch evident, daß beim AP 600 die Nachwärmeabfuhr aus dem Sicherheitsbehälter passiv über Naturzug erfolgt. Diesem Vorteil stehen Nachteile bei der Abtragung von Belastungen aus Sequenzen mit Kernschmelzen und bei der Dichtigkeit gegenüber. Dem gegenüber wirkt der Sicherheitsbehälter des EPR robust - eine Folge der Auslegung gegen Flugzeugabsturz, die eine Dicke der äußeren Betonschale von 1,8 - 2 m erfordert.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß Leichtwasserreaktoren mit Leistungen über 600 MWe dahingehend weiterentwickelt werden, daß eine Verringerung der Eintrittswahrscheinlichkeit von Sequenzen mit Kernschmelzen und z.T. auch einer Begrenzung der Störfallfolgen erreicht wird. Bei Sicherheitssystemen und Komponenten ist eine deutliche Zunahme in der Anwendung passiver Elemente festzustellen.

Der Hochtemperaturreaktor - das Kernkraftwerk der Zukunft

Heiner Bonnenberg

Mahnrufe

Die Öffentlichkeit, auch die wohlwollende Öffentlichkeit, hält uns, die wir uns für die friedliche Nutzung der Kernenergie engagieren, drei Mahnrufe entgegen.

1. Es darf bei einem Unfall unter keinen Umständen zu schädigenden Belastungen der näheren und weiteren Umgebung kommen.
2. Es muß das Abzweigen von bombenfähigem Material aus dem Brennstoffzyklus der Kernkraftwerke unmöglich sein.
3. Die Entsorgung der abgebrannten Brennelemente darf auch über lange Zeiträume die Biosphäre nicht belasten.

Das Atomgesetz fordert nicht allein zur Nutzung der Kernenergie für friedliche Zwecke auf; gleichgewichtig verlangt es auch den Schutz vor ihren Gefahren. Das Atomgesetz ist vorbildlich und ein früher Vorreiter des Umweltschutzes.

Es stellt sich die Frage, ob wir die Schutzziele und ihre Erfüllung als Antwort auf die Vorgabe des Atomgesetzes und die Mahnrufe der Öffentlichkeit bisher rigoros genug formuliert haben oder ob wir - aus welchen Gründen auch immer - etwas übersehen haben, das nachzubessern wir alle aufgerufen sind, um der friedlichen Nutzung der Kernenergie einen akzeptierten Platz in unserer zukünftigen Energieversorgung, im Elektrizitäts- sowie im Wärmemarkt, unangefochten zu sichern.

Für uns Ingenieure bedeutet das, daß wir uns auf die elementaren Zusammenhänge und auf die Essentials der friedlichen Nutzung der Kernenergie zurückbesinnen und zukunftsweisende Lösungen suchen bzw. aufgreifen müssen.

Lösungen

Zentrale Einrichtung eines Kernkraftwerks sind die Brennelemente. In der physikalisch-technischen Konzeption der Brennelemente liegen die Antworten auf die obigen Mahnrufe.

Die heute gebräuchliche Sicherheitsphilosophie der Kernkraftwerke skizziert D. Smidt in seinem 1979 herausgegebenen Buch "Reaktor-Sicherheitstechnik" auf der ersten Seite wie folgt:

"Das wesentliche radioaktive Inventar eines Kernkraftwerks besteht aus den in den Brennelementen entstandenen Spaltprodukten. Sie können nicht in die Umwelt gelangen, solange das Brennelement intakt bleibt und insbesondere seine - meist metallische - Hülle geschlossen ist. Eine Zerstörung von Brennelementen ist praktisch nur möglich durch Übertemperaturen, durch die die Hülle aufreißt bzw. schmilzt und durch die schließlich auch der Brennstoff zum Schmelzen gebracht wird. Die übergreifende Strategie der Reaktor-Sicherheitstechnik besteht demnach darin, Übertemperaturen am Brennelement, das heißt aber ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und abgeführter Wärme zu verhindern. Solch ein Ungleichgewicht kann während des Leistungsbetriebs oder auch bei abgeschaltetem Reaktor auftreten."

Es ist erlaubt zu fragen: Warum sollte es zukünftig nicht vielmehr die übergreifende Strategie der Reaktorsicherheitstechnik sein, Brennelemente einzusetzen, die Übertemperaturen in der Hülle vertragen und nicht aufreißen bzw. schmelzen?

Die klassische Reaktorsicherheitstechnik geht von einem schwachen Brennelement aus. Sie fordert zur Beherrschung dieser Schwäche hochentwickelte Techniken in Planung, Bau, Betrieb und Wartung der Kernkraftwerke und ihrer Komponenten. Heutige wassergekühlte Reaktoren müssen auf dieser Grundlage verstanden werden; sie haben schwache Brennelemente.

Die Energieerzeugung im Brennelement erfolgt

- durch die Umwandlung der kinetischen Energie der bei der Spaltung entstehenden Spaltprodukte in Wärme und
- durch den radioaktiven Zerfall.

Die Energieabfuhr erfolgt durch

- Wärmeleitung im Brennelement
- Wärmeleitung in der Hülle bzw. der Brennelementmatrix
- Konvektion des Kühlmittels
- Strahlung und Wärmeleitung in das Strukturmaterial
- Wärmeleitung im Strukturmaterial.

Der Unfall von Tschernobyl entstand durch nicht beherrschte Energieerzeugung; der Unfall von Harrisburg entstand durch nicht beherrschte Energieabfuhr. Beide Kernkraftwerkstypen haben schwache Brennelemente.

Schwache Brennelemente sind solche Brennelemente, bei denen die werkstoffseitig zulässige Maximaltemperatur der Hülle unterhalb der schon bei Normalbetrieb vorliegenden Temperatur des Brennstoffs liegt. Das gilt für alle wassergekühlten Reaktoren, nicht für den Hochtemperaturreaktor.

Die Maximaltemperatur im Brennelement und damit das Temperaturprofil im Brennelement hängt gleichermaßen von der Leistungsdichte und von den Abmessungen des Brennelements ab. Je niedriger die Leistungsdichte und je geringer die Abmessungen, um so geringer sind die Maximaltemperaturen. Dem schwachen Brennstab im Leichtwasserreaktor steht das widerstandsfähige coated-particle im Hochtemperaturreaktor gegenüber.

Tab. 1 Belastungen und Belastbarkeit der Brennelemente des Druckwasserreaktors (DWR) und des Hochtemperaturreaktor (HTR).

	D W R	H T R
mittlere Leistungsdichte im Brennelement	230 W / cm ³	4 W / cm ³
Abmessungen des Brennstoffs	r = 4,55 mm	r = 0,5 mm
maximale Brennstofftemperatur T _{max} im Betrieb	2 200 °C	1 000 °C
Temperaturdifferenz T _{max} - T _{Hülle} (DWR) T _{max} - T _{Coating} (HTR)	1 800 °C	3 °C
maximal verträgliche Temperatur der Hülle bzw. des Coatings	~ 700 °C	~ 2 000 °C

Das System Kernkraftwerk besteht aus den drei Teilsystemen

- Kernphysik zur Energieerzeugung
- Thermohydraulik zur Wärmeabfuhr
- Informationstechnik zur Sicherung des Gleichgewichts zwischen
- Energieerzeugung und Wärmeabfuhr bei jedweder Kraftwerksleistung.

Die Bedeutung der einzelnen Teilsysteme und die Komplexität ihres Zusammenspiels hängen maßgeblich von der Belastbarkeit und der Belastung der Brennelemente ab. Je unempfindlicher die Brennelemente sind und je geringer ihre Leistungsdichte ist, um so weniger gewichtig werden die anlagentechnischen und

leittechnischen Maßnahmen sein zur Erhaltung der Kühlfähigkeit und zur Beherrschung auch von schweren Reaktivitätsschwankungen und um so weniger kompliziert stellt sich das Zusammenspiel der Teilsysteme dar.

Vorrangig muß daher das Brennelement "fehlertolerant" sein, nicht etwa die Leittechnik oder andere aktive Einrichtungen. Der Hochtemperaturreaktor besitzt ein solches Brennelement.

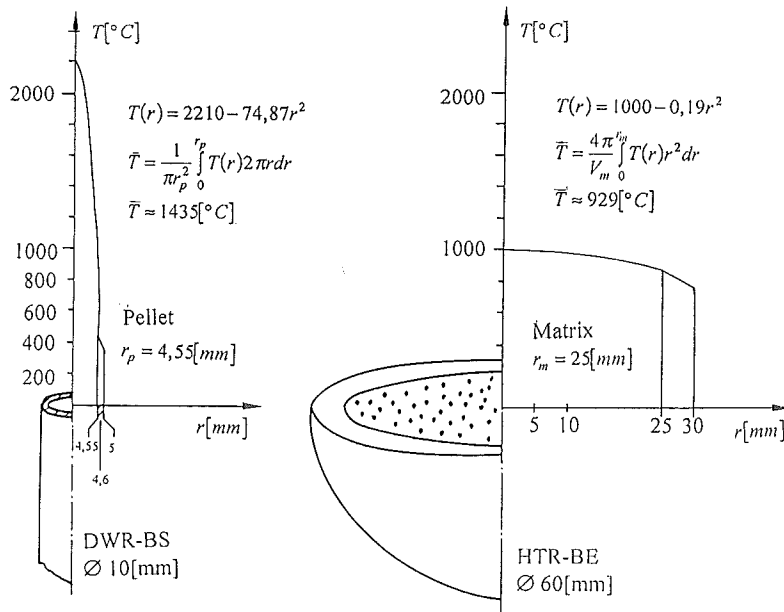


Abb. 1 Typische Temperaturverteilung im heißesten Brennelement von Druckwasserreaktor (DWR) und Hochtemperaturreaktor (HTR).

Zur Abschottung des radioaktiven Inventars mit seinem erheblichen Gefährdungspotential bedienen wir uns in der Kerntechnik des Barrierenkonzepts. Es ist ein System von mehreren in ihrer Wirkung hintereinander geschalteten Schutzbarrieren. Beim Kernkraftwerk sind solche Barrieren

1. der Brennstoff selbst mit seiner Fähigkeit, Spaltprodukte zu binden,
2. die Brennstoffhülle bzw. -matrix,
3. die druckfeste Umschließung des Primärkreises,
4. der Sicherheitsbehälter und
5. die Sicherheitsleittechnik als eine Logikbarriere zur Verhinderung von Anlagenzuständen, die zu Unfällen mit unkontrollierter Freisetzung von Radioaktivität führen.

Von entscheidender Bedeutung sind die beiden ersten Barrieren der Rückhaltung. Die beste bisher entwickelte Barriere ist das Coating im Brennelement des Hochtemperaturreaktors.

Von besonderer Bedeutung ist das Verhalten der Brennelemente bei Kühlmittelverlustunfällen. Bei Leichtwasserreaktoren mit ihren relativ schwachen Brennelementen und ihrer hohen Leistungsdichte müssen umfangreiche Notkühlanlagen höchster Zuverlässigkeit vorgesehen werden. Hochtemperaturreaktoren mit ihren robusten Brennelementen und der niedrigen Leistungsdichte sind da weniger anfällig. In seiner schmal-zylindrischen Konfiguration des Kugelhaufens ist über längere Zeiträume die Wärmeabfuhr durch Wärmeleitung und Wärmestrahlung gewährleistet. Dabei wird die maximal zulässige Temperatur für das Coating der Brennstoffkerne nie überschritten.

Die Reaktordynamik ist von einer Vielzahl von physikalischen Rückkopplungen auf den Neutronenhaushalt geprägt. Diese Rückkopplungen können sowohl positiv, d. h. verstärkend, als auch negativ, d. h. reduzierend, wirken. Sie sollen negativ sein und damit der Anlage eine naturgesetzliche Stabilität geben. Selbstregelung hat immer Vorrang vor äußerer Regelung. Von hoher Bedeutung ist eine Rückkopplung, die sich im sogenannten Brennstoffkoeffizienten niederschlägt. Sie führt dazu, daß Transienten spontan abgefangen werden. Der Vorteil des Hochtemperaturreaktors gegenüber anderen Systemen ist unübersehbar.

Tab. 2 Brennstoffkoeffizienten beim Schnellen Brüter (SNR), Druckwasserreaktor (DWR) und Hochtemperaturreaktor vom Typ AVR.

SNR	DWR	AVR
$- 0,6 \cdot 10^{-5} / ^\circ\text{K}$	$- 1,6 \cdot 10^{-5} / ^\circ\text{K}$	$- 4 \cdot 10^{-5} / ^\circ\text{K}$

Der hohe Brennstoffkoeffizient beim HTR, sein belastbares und quasihomogenes Brennelement sowie seine geringe Leistungsdichte erlauben Reaktivitätsstörungen größer β ohne Schädigung des Brennelements. Es werden dabei kurzfristig Temperaturerhöhungen erreicht, die vom Brennelement hingenommen werden können. Bei heterogenen Cores mit hoher Leistungsdichte kommt es bei solchen Reaktivitätssprüngen zu sehr schnellen und sehr hohen Temperatursteigerungen, die vom Brennelement nicht beherrscht werden und zum Versagen der Hülle führen.

Der Brennstoffzyklus des Hochtemperaturreaktors mit 7 % Anreicherung ist für die Herstellung von Waffenmaterial nicht geeignet. Das entstehende Plutonium ist

so stark denaturiert, daß es für die Waffenproduktion ungeeignet ist. Die Abzweigung von extrem niedrig abgebrannten und bestrahlten Brennelementen setzt beim Hochtemperaturreaktor eine Entnahme von etwa 200.000 Brennelementen in 500 Vollstagen voraus. Die Entnahme kann leicht kontrolliert werden und ist allein wegen des Transportproblems nicht durchführbar. Die Wiederaufarbeitung solcher Elemente stößt auf die Schwierigkeit, daß sich bei den notwendigen chemischen Prozessen eine Sol-Gel-Bildung einstellt, die bekanntlich in Wiederaufbereitungsverfahren nur schwer zu beherrschen ist.

Die SiC-Umhüllungen der Brennstoffteilchen (coated particle) gestatten schon heute eine Direktablagerung der Brennelemente ohne besondere Konditionierung. Entscheidend ist dabei die Korrosionsfestigkeit des SiC-Umhüllungsmaterials gegen alle unterirdischen Gewässer. Durch die Beschichtung der Kugelelemente mit reaktionsgebundenem SiC ergibt sich eine weitere Barriere gegen die Auslaugung. Der heutige Entwicklungsstand gewährleistet, daß die Kugeln ohne mögliche Punktelastung abgelagert werden, um jede Möglichkeit der Beschädigung der reaktionsgebundenen SiC-Schichten auszuschließen. Diese Endlagerung bedeutet keine Gefährdung für die Nachwelt.

Zurück zu den Mahnrufen, die es in Zukunft noch konsequenter zu erfüllen gilt.

Die Erfüllung des Mahnrufs

"keine nennenswerte Belastung in der näheren und weiteren Umgebung bei einem Unfall"

wird erleichtert durch

- begrenzte Leistungsdichte
- Strukturmaterialien der Brennelemente mit sehr hohen Schmelzpunkten
- homogene (mindestens quasihomogene) Brennstoffverteilung
- Wärmeabfuhr auch ohne Kühlmittel.

Die Erfüllung des Mahnrufs

"keine Abzweigung von bombenfähigem Material aus dem Brennstoffzyklus"

wird erleichtert durch

- niedrige Anreicherung
- hohen Abbrand.

Die Erfüllung des Mahnrufs

"keine Belastung der Biosphäre bei der Endlagerung abgebrannter Brennelemente"

wird erleichtert durch direkte Endlagerung mit

- niedriger Leistungsdichte der Nachwärme
- Druckfestigkeit der Brennstoffhüllen
- geringer Eluierbarkeit durch Wasser, auch salzhaltigem.

Der Hochtemperaturreaktor als Lösung

Alle diese Randbedingungen werden von Hochtemperaturreaktoren besonders gut erfüllt, insbesondere von solchen Hochtemperaturreaktoren, die von der AVR-Konfiguration ausgehen. AVR ist d a s Synonym für plausible nukleare Sicherheit; er ist d i e Referenzanlage transparenter Sicherheitstechnik für die nächste Generation von Kernkraftwerken. Die Vorgänge von Tschernobyl wie die von Harrisburg sind durch den AVR als inhärent beherrschbar demonstriert. Seine Brennelemente ermöglichen keine Abzweigung bombenfähigen Materials und eine akzeptable Endlagerung.

Der HTR-Kugelhaufenreaktor ist eine vorrangig deutsche Entwicklung. Es ist eine unglaubliche Fehlleistung deutscher Politik und Wirtschaft, diesen Kernkraftwerkstyp eingestellt zu haben.

Endlagerung radioaktiver Abfälle

Manfred H. Bloser

1. Einleitung

Eine gesicherte Entsorgung - die Endlagerung ist darin nach dem derzeitigen Konzept das letzte Glied der Entsorgungskette - ist für bisher alle Bundesregierungen unabdingbare Voraussetzung für die friedliche Nutzung der Kernenergie. Insbesondere in den letzten 15 Jahren sind verstärkt Anstrengungen unternommen worden, in der Bundesrepublik Endlager zeit- und bedarfsgerecht in Betrieb zu nehmen. Bereits Anfang der 60er Jahre hatte man sich entschlossen, die Beseitigung der radioaktiven Abfälle aller Kategorien durch eine Endlagerung in tiefen geologischen Formationen, und zwar vorzugsweise in Salz, durchzuführen.

Mit der deutschen Einigung am 03. Oktober 1990 verfügt Deutschland über ein Endlager für radioaktive Abfälle im Salz. Die Gründe, weshalb weitergehende Pläne zur Schaffung von Endlagern in Deutschland bisher nicht zu einem durchgreifenden Erfolg geführt haben, sind vielfältig. Im Ausland sind im Vergleich zu den 60er und 70er Jahren weitere Endlager - oberflächennah, aber auch z. T. im Grundgestein - in Betrieb genommen worden.

2. Menge des radioaktiven Abfalls

Das bisherige Fehlen der geplanten Endlagerkapazitäten hat bisher in der Regel zu keinem größeren Entsorgungsengpaß geführt, weil die Menge der radioaktiven Abfälle vom Volumen her im Vergleich insbesondere zum Siedlungs- und Industrieabfall relativ klein ist; von daher stellt die praktizierte Zwischenlagerung für den Großteil der radioaktiven Abfälle eine vergleichsweise "bequeme" - aber zeitlich nicht unbefristete - Lösung der Entsorgung dar.

Auf der Grundlage bisheriger jährlicher Erfassungen kann davon ausgegangen werden, daß jährlich zwischen 4.000 - 6.000 m³ radioaktive Abfälle anfallen. Bis zum Jahre 2000 werden etwa 180.000 m³ radioaktiver Abfälle vorliegen. Der Anfall wärmeentwickelnder Abfälle bildet - unter Einschluß auch der hochaktiven Abfälle - volumenmäßig nur einen kleinen Anteil an der Gesamtmenge. Hier ist - insbesondere für hochaktive Abfälle - eine längere Zwischenlagerung vor der Endlagerung vorgesehen.

3. Schutzziele und Maßnahmen zur Sicherheit bei der Endlagerung radioaktiver Abfälle

Der Endlagerung in tiefen geologischen Formationen, wie sie von der Bundesrepublik verfolgt wird, liegt das Ziel zugrunde,

- radioaktive Abfälle über lange Zeiträume von der Umwelt zu isolieren; zukünftigen Generationen soll dabei nicht die Aufgabe oder Bürde zufallen, sich um die Sicherheit des Endlagers kümmern zu müssen, auch soll zukünftigen Generationen keine Begrenzungen aufgrund der (End-)Lagerung radioaktiver Abfälle erwachsen;
- sicherzustellen, daß auch für den langzeitigen Strahlenschutz der Menschen und der Umwelt anerkannte Sicherheitsgrundsätze zur Anwendung kommen.

Die Schutzziele sind in den "Sicherheitskriterien für die Endlagerung radioaktiver Abfälle in einem Bergwerk" der RSK und des BMU konkretisiert worden. Beispielsweise heißt es dort im Hinblick auf das Schutzziel für die Langzeitsicherheit, daß auch nach der Stilllegung Radionuklide, die als Folge von nicht vollständig ausschließbaren Transportvorgängen (z. B. bei Wasserwegsamkeiten) aus einem verschlossenen Endlager in die Biosphäre gelangen können, nicht zu Individualdosen führen dürfen, die die mittlere Schwankungsbreite der natürlichen Strahlenbelastung ("30 mrem-Konzept") überschreiten.

Wesentliche Maßnahmen zur Verwirklichung der Schutzziele sind

- die Auswahl eines geeigneten und die Anforderungen erfüllenden Standorts als besonders bedeutsames Element für die Langzeitsicherheit;
- die Anwendung des Mehrbarrierenkonzepts, nach dem der sichere Abschluß der Radionuklide gegen die Biosphäre durch einzelne oder die Summe der Barrieren (z. B. ingenieurtechnischer Art, geologische Formation) so sichergestellt werden muß, daß nach menschlichem Ermessen keine unzulässige Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Biosphäre erfolgt;
- die Erfüllung anerkannter Regeln der Technik, um ein Höchstmaß beispielsweise an erprobter bergtechnischer Sicherheit zu erreichen.

Zwar steht bei einem Endlager für radioaktive Abfälle mit langlebigen Radionukliden die Langzeitsicherheit mit dem Schutz zukünftiger Generationen im Vordergrund der Diskussion; doch ist es vorrangiges Ziel auch des Einlagerungsbetriebes, die Betriebsvorgänge in einem Endlager störfallfrei zu gestalten und den radiologischen Arbeitsschutz des Betriebspersonals zu optimieren. Die zugrundezulegenden

Anforderungen, z. B. das Minimierungsgebot, sind u. a. in der Strahlenschutzverordnung normiert.

4. Stand der Endlagerung

4.1 Endlager Morsleben

Mit der Vereinigung der beiden Staaten Deutschlands am 3. Oktober 1990 ist der Bundesrepublik das nach einer Auswahl aus mehreren Steinsalzbergwerken seit 1981 betriebene Endlager für radioaktive Abfälle in Morsleben (ERAM) in der Nähe der Stadt Helmstedt zugewachsen. Der Einlagerungshorizont bei diesem Endlager liegt bei etwa 500 m Teufe. Derzeit sind etwa 14.000 m³ mit einer Gesamtaktivität von ca. 350 TBq endgelagert worden.

Ergebnisse der vom BMU in Auftrag gegebenen Sicherheitsanalyse der Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) sowie die Empfehlung der den BMU beratenden Reaktorsicherheitskommission (RSK) und Strahlenschutzkommission (SSK) zeigen, daß durch den Betrieb des Endlagers weder für das Betriebspersonal noch für die Bevölkerung eine Gefährdung besteht. Unbeschadet dieser Beurteilung hat der BMU veranlaßt, daß zweckmäßige GRS-Empfehlungen, z. B. im Sinne einer Sicherheitsoptimierung, umgesetzt worden sind.

Vor dem Hintergrund, daß zukünftige Kaltzeiten die Sicherheit eines Endlagers in einer Teufe von ca. 500 m nicht in Frage stellen dürfen, sind für das Endlager Morsleben im wesentlichen nur Radionuklide mit kurzer Halbwertszeit für die Endlagerung vorgesehen. Es kann daher davon ausgegangen werden, daß deren Aktivität bis zu der nächsten erwarteten Kaltzeit in der Größenordnung von 10.000 Jahren weitestgehend soweit abgeklungen ist; unzulässige Freisetzungen sind dann nicht mehr zu besorgen. Im Vergleich mit anderen bestehenden Endlagern heißt dies, daß in Morsleben überwiegend nur solche radioaktiven Abfälle beseitigt werden, für die in anderen Ländern die oberflächennahe Endlagerung praktiziert wird.

4.2 Endlager Konrad

Auf der Grundlage einer Eignungsuntersuchung in den Jahren 1976 - 1982 mit dem Ergebnis, daß die Schachanlage Konrad in Salzgitter grundsätzlich für die Endlagerung radioaktiver Abfälle geeignet ist, bei denen der Temperatureintrag an den Stößen im Bereich der Temperaturschwankungen der Wetter liegt (3 Kelvin), wurde vom Bund 1982 ein Planfeststellungsantrag für die Errichtung und den Betrieb eines Endlagers zur Endlagerung radioaktiver Abfälle mit nicht nennenswerter Wärmeentwicklung gestellt. In den nachfolgenden Jahren wurden die erforderlichen Planunterlagen (Genehmigungsunterlagen) erstellt, die unter Berücksichti-

gung auch der zwischenzeitlichen Ergebnisse im Planfeststellungsverfahren die Bundesregierung in die Lage versetzten, unter Anrufung des Bundesverfassungsgerichts die Einleitung des Verfahrens zur Beteiligung der Öffentlichkeit mit einer zweimonatigen Auslegung am 8. Mai 1991 durch das Niedersächsische Umweltministerium zu erzwingen. Nach entsprechenden verfahrenslenkenden Weisungen des BMU wurde mit dem Erörterungstermin am 25. September 1992 begonnen.

Von seiten des Bundes besteht die Planung, bei positivem Planfeststellungsbeschluß nach einer etwa dreijährigen Dauer der Umrüstung der Schachtanlage in ein Endlager für radioaktive Abfälle den Einlagerungsbetrieb aufzunehmen.

4.3 Endlager Gorleben

Nachdem die Niedersächsische Landesregierung auf der Grundlage einer Vorauswahl aus den in Niedersachsen verfügbaren Salzstöcken dem Bund den Salzstock Gorleben für die Erkundung vorgeschlagen hat, läuft diese seit 1979; sie hat bisher zu dem Ergebnis geführt, daß die 1983 aufgrund der übertägigen Erkundung festgestellte begründete Aussicht auf Eignung (Eignungshöflichkeit) für ein Endlager bis heute untermauert wurde. Auf der Grundlage der Ergebnisse bis 1983 wurde der Beschluß gefaßt, die untertägige Erkundung des Salzstockes zu beginnen.

Derzeit werden zwei Schächte abgeteuft, um das Erkundungsbergwerk zu errichten. Ziel der untertägigen Erkundung ist es, die Daten zu gewinnen, die notwendig sind, ein Endlager konkret zu planen und eine Sicherheitsanalyse durchzuführen, auf deren Grundlage dann entschieden werden kann, ob und ggf. in welchem Umfang der Salzstock Gorleben für die Endlagerung radioaktiver Abfälle aller Arten geeignet ist. Nach dem derzeitigen Konzept schließt diese Frage auch die direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente (Endlagerung ohne Wiederaufarbeitung) ein. Die Planungen sehen vor, daß nach dem Niederbringen der Schächte bis zur Erkundungssohle sowie der Auffahrung von Richtstrecken und Querschlägen zum Zweck der Verbindung der Schächte etwa ab 1995 das Erkundungsprogramm auch außerhalb der bis dahin aufgeschlossenen Bereiche fortgeführt wird.

5. Ausblick

Wesentliche Fortschritte in der Schaffung und Inbetriebnahme von Entsorgungseinrichtungen lassen sich in Zukunft nur in effizienter Weise erreichen, wenn Einvernehmen zwischen den Entscheidungsträgern, den gesellschaftlichen Gruppen und den politischen Parteien besteht, die Entsorgungseinrichtungen auch zeit- und bedarfsgerecht zu wollen. Bisherigen Bemühungen, zu einem solchen Einvernehmen auf der Grundlage des bisherigen Entsorgungskonzeptes und dessen Fortentwicklung zu kommen, ist allerdings kein weitreichender Erfolg zuteil geworden.

Die für nur einen Teil der friedlichen Nutzung der Kernenergie dargestellte Problemlage trifft weitergehend für die gesamte friedliche Nutzung der Kernenergie, eine umweltfreundliche Energieversorgung und die Lösung der CO₂-Thematik zu.

Ende 1992 sind nunmehr vorbereitende Gespräche geführt worden mit dem Ziel, zu einem langfristigen energiepolitischen Konsens zwischen den gesellschaftlichen Gruppen und den politischen Parteien der Bundesrepublik zu gelangen. Die Hauptgespräche werden im ersten Halbjahr 1993 erfolgen. Bei diesen Gesprächen wird auch die Frage der Entsorgung radioaktiver Abfälle einbezogen werden.

Es bleibt abzuwarten, was die Gespräche 1993 an konkreten Ergebnissen bringen werden. Neben den von den verschiedenen Seiten bisher vertretenen Auffassungen dürfte auch die insbesondere im benachbarten Ausland beschlossene Vorgehensweise in diese Gespräche eingebracht werden.

Entsorgung radioaktiver Reststoffe

Herbert Dreisvagt

In der konventionellen Technik hat man allzu lange der Entsorgung der anfallenden Abfälle nur am Rande Aufmerksamkeit geschenkt. Erst als die Mülldeponien voll waren, als wilde Sondermülldeponien ihre Schadstoffe ins Grundwasser entließen, wurde der Entsorgung die gebührende Sorgfalt zuteil. Heute betrachten Hochtechnologie-Konzerne diesen Bereich als lohnende Zukunftsaufgabe.

Bei der Nutzung der Kerntechnik gibt es auffällige Parallelen, war es doch zu verführerisch, daß sich die Ingenieure zuvorderst der Entwicklung von Kernreaktoren, der Radionuklidanwendung in der Industrie, der Medizin und Forschung zuwandten. Die Entsorgung der Abfälle schien lange kein so vorrangiges Problem, waren die Volumina selbst der schwachradioaktiven Abfälle in Relation zu den chemischen Sonderabfällen gering - es genügten wenige Fässer, die bequem in Zwischenlagern über lange Zeiten gelagert werden konnten.

Auch für die abgebrannten Brennelemente gab es Vorstellungen über ihre Entsorgung: Die Wiederaufarbeitung und die Gewinnung des künstlichen Kernbrennstoffes Plutonium war für die Brütertechnologie unumgänglich, schien doch erst der schnelle Brüter die Energiesorgen bis ins nächste Jahrtausend lösen zu können, ein Brüter, der sogar noch mehr Plutonium erzeugte als er verbrauchte, so daß Verdoppelungszeiten berechnet und angestrebt wurden, die möglichst nahe an den Verdoppelungszeiten des Energiebedarfs - generell wurde mit einer jährlichen Zuwachsrate von 7 % gerechnet - von ca. 10 Jahren liegen sollten.

Sicher, die Wiederaufarbeitungsabfälle, aber auch das Material, das nicht mehr wiederaufgearbeitet werden konnte, mußte entsorgt werden; aber es gab ja auch hier seit langem sehr konkrete Vorstellungen, wie dies ohne Auswirkung auf die Biosphäre zu geschehen hatte: in tiefen geologischen Formationen, möglichst in einer der in großer Zahl vorhandenen Salzstöcke oder für schwachradioaktiven Abfall auch in aufgegebenen Bergwerken. Man konnte sich bei der Entwicklung Zeit lassen, alles sehr sorgfältig erforschen, vorbereiten und zu Ende bringen, da man für die relativ geringen Volumina ausreichende Zwischenlager errichtet hatte.

Diese Vorstellungen wurden am 28. September 1979 mit dem Beschluß der Regierungschefs von Bund und Ländern einvernehmlich als "integrales Entsorgungskonzept" bestätigt.

Dieses Entsorgungskonzept besteht im wesentlichen aus folgenden vier Schritten:

1. Zwischenlagerung der abgebrannten Brennelemente in den Kernkraftwerken und in externen Zwischenlagern
2. Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente und Verwertung der hierbei zurückgewonnenen Kernbrennstoffe durch Wiedereinsatz in Kernkraftwerken
3. Entwicklung der direkten Endlagerung solcher abgebrannten Brennelemente, für die gemäß § 9 a AtG eine Wiederaufarbeitung technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht vertretbar ist; Weiterentwicklung der Technik zur direkten Endlagerung für abgebrannte Brennelemente aus Leichtwasserreaktoren
4. Beseitigung der radioaktiven Abfälle mit den Teilschritten
 - Konditionierung
 - Zwischenlagerung in den kerntechnischen Einrichtungen, in externen Lagern oder in Landessammelstellen
 - Zwischenlagerung der hochradioaktiven, wärmeentwickelnden Abfälle in Zwischenlagern
 - Endlagerung.

Dieses Entsorgungskonzept basierte, als es beschlossen wurde, auf einem breiten Konsens des Bundes und der Länder. Es wurde in den vergangenen Jahren Schritt für Schritt umgesetzt, wenngleich in einigen Bereichen zum Teil erhebliche Verzögerungen eingetreten sind.

Das Gebot der Verwertung nach § 9 a Abs. 1 AtG galt auch bezüglich der Forderung nach Rezyklierung des Plutoniums aus der Wiederaufarbeitung, solange als logische Folgerung aus der LWR-Entwicklung der schnelle Brüter die zukünftige KKW-Generation darstellen sollte. Eine wesentliche Änderung dieser Verwertungsmöglichkeit des Plutoniums ergab sich allerdings durch die Aufgabe der Brüterlinie. Mit dem Aus für den schnellen Brüter im Jahre 1991 auch in der Bundesrepublik Deutschland gab es für das in den LWR in erheblichen Mengen anfallende Plutonium (ca. 1 % der abgebrannten Schwermetallmenge von ca. 400 - 500 t Schwermetall pro Jahr in deutschen KKW) als einzigen Verwertungsweg den Einsatz dieses Plutoniums in den Uran-Plutonium-Mischoxid (MOX)-LWR-Brennelementen. Aber auch dieser Weg des Plutoniumsinsatzes wurde bald von den Kernenergiegegnern problematisiert und durch die Blockade der MOX-Fertigung in Hanau zumindest über längere Zeit verhindert. Die infolge der begrenzten Einsatzmöglichkeit in Zukunft weiter ansteigenden Mengen von Plutonium waren Anlaß, die Wiederaufarbeitung nach der Aufgabe von Wackersdorf auch im Ausland in Frage zu stellen und zunehmend die direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente zu fordern.

Wenngleich nach § 9 a Abs. 1 AtG die direkte Endlagerung wegen der offensichtlich nicht vorhandenen Wirtschaftlichkeit der Wiederaufarbeitung und wegen des beim heutigen Preis von Uran eigentlich unwirtschaftlichen Einsatzes von MOX-Brennelementen in LWR bereits heute erlaubt sein müßte, wird die Wiederaufarbeitung nach dem integrierten Entsorgungskonzept nach wie vor ohne Alternative gefordert, und alle EVU finden sich mit Blick auf den erforderlichen Entsorgungsvorsorgenachweis damit ab, koste es, was es wolle. Im Rahmen der Überlegungen zur AtG-Novelle wird die direkte Endlagerung nunmehr aber auch offiziell als Entsorgungsvorsorgenachweis diskutiert. Damit könnte der seit langem angestrebte Konsens zwischen den Parteien über die weitere friedliche Nutzung der Kernenergie eingeleitet werden.

Der Widerstand der Kernenergiegegner gegen alle Projekte der Entsorgung wurde zunehmend effektiver, als auch die SPD in der Beurteilung der Verantwortbarkeit der Kernenergienutzung 1982 eine Kehrtwendung machte und die Kernenergienutzung nur für eine Übergangszeit als verantwortbar betrachtete. Mit der rot-grünen Koalition in Niedersachsen, dem Land, in dem mit Gorleben und Konrad zwei für die Entsorgung in der Bundesrepublik entscheidende Standorte liegen, bot sich für die Kernenergiegegner eine einmalige Chance, den Hebel der Verhinderung der Entsorgung als Ausstiegsinstrument einzusetzen und zu nutzen.

Aber auch in Hessen bot sich diese Gelegenheit: bereits während der ersten rot-grünen Koalition versuchten die GRÜNEN zum Beispiel die Hanauer Nuklearanlagen zu behindern, wo sie nur konnten. Bestätigt fühlten sich die Gegner der Kernenergie nicht nur durch die Katastrophe von Tschernobyl 1986, sondern eigentlich noch viel mehr durch ein Eigentor der Nuklearindustrie selbst: Der Transnuklear/Mol-Skandal erschütterte das Vertrauen in die deutsche Kernindustrie bis ins Mark, obwohl es um relativ harmlose Dinge ging: Schwachaktive Abfälle, die Mischung verschiedener Abfälle, Querkontaminationen bei der Behandlung der Abfälle und Plutoniummengen im Nannogrammbereich. Gefährdungen von Mensch und Umwelt waren zu keiner Zeit aufgetreten. Aber die Umstände, die Bestechungen, das Hin- und Herschieben der Abfälle, aber auch Entsorgungsversprechungen, die später nicht eingehalten werden konnten, machten seinerzeit die gesamte Kernenergiebranche unglaubwürdig. Die Folgen sind heute noch spürbar.

Waren es zuvor oft lediglich die eingefleischten, überzeugten Kernenergiegegner, die sich vorzugsweise auch für die Verhinderung aller Entsorgungsschritte einsetzten, so wurden durch die Ereignisse von Tschernobyl und Transnuklear die Skepsis und die Vorbehalte gegenüber der Kernenergienutzung auch bei den bisher eher neutralen, ja selbst bei vielen Befürwortern der Kernenergie in erheblichem Umfang vergrößert.

Diese Vertrauenskrise schlug sich auch auf das Verhalten der Behörden und ihrer Sachverständigen nieder, die heute damit rechnen müssen, daß fast jede rechtmäßig erteilte Genehmigung zum Umgang mit radioaktiven Stoffen, sei sie nach dem Urteil der technisch ausgebildeten Fachleute in den Behörden und ihrer Sachverständigen sicherheitstechnisch noch so verantwortbar, auf dem Rechtsweg beklagt wird. Es gab oft sehr schwer verständliche und für die Fachleute schwer nachvollziehbare Urteile, die oft nicht einmal nach den sachlichen Gründen, sondern vielmehr nach reinen Formalien abgeleitet und entschieden wurden.

So wurde das Endlager für radioaktive Abfälle Morsleben (ERAM) im Februar 1991 keineswegs wegen mangelnder Sicherheit geschlossen, sondern deshalb, weil das Bezirksgericht Magdeburg eine formale Lücke bei der Genehmigungsübertragung von der damaligen DDR-Behörde auf das Bundesamt für Strahlenschutz zu erkennen glaubte. Dieses Urteil, das eineinhalb Jahre später vom Bundesverwaltungsgericht nicht bestätigt wurde, hatte für die Entsorgung in den neuen Bundesländern bis zum heutigen Tage nachhaltige Folgen: Die bis zur Schließung des ERAM dort eingelagerten Abfälle vor allem aus dem Kernkraftwerk Greifswald wurden gestoppt; das Erfassungssystem für radioaktive Abfälle, das bis dahin die ca. 500 Radionuklidanwender aus Industrie, Medizin und Forschung entsorgt hatte, brach zusammen, und die Abfallproduzenten blieben auf ihren Abfällen sitzen. Landessammelstellen, die es in der DDR nicht gab, weil eben ein funktionierendes Entsorgungssystem vorhanden war, müssen heute mit viel Geld eingerichtet werden.

Ganz erhebliche Verzögerungen und Lücken bei der schrittweisen Realisierung des Entsorgungskonzeptes gab es in einem Bereich, der nach dem Atomgesetz dem Bund obliegt: Der Bund hat Anlagen zur Sicherstellung und zur Endlagerung radioaktiver Abfälle einzurichten (§ 9 a Abs. 3 AtG). Diese Anlagen sind bis heute nicht betriebsbereit. Eine Anlage zur Sicherstellung radioaktiver Abfälle existiert gar nicht. Das Endlager für Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung, der Schacht Konrad bei Salzgitter, sollte bereits Ende der 80er Jahre in Betrieb gegangen sein. Zur Zeit wird mit einer Inbetriebnahme im Jahr 1997 gerechnet. Wenn allerdings die Verzögerungstaktik des Landes zum Einsatz des Endlagers Erfolg haben sollte, ist mit weiterer Verschiebung des Inbetriebnahmedatums zu rechnen. Als Folge dieser Verzögerungen ist bereits jetzt absehbar, daß die Zwischenlagerkapazitäten zum Teil bereits jetzt, in jedem Fall aber in wenigen Jahren erschöpft sein werden, so daß derzeit überall neue Zwischenlager für schwachradioaktive Abfälle geplant werden.

Die aktuellen Engpässe bei der Entsorgung in den neuen Bundesländern und die geschilderten Schwierigkeiten bei der Entsorgung auch in den alten Bundesländern fördern Entwicklungen, die mit sehr kritischen Augen betrachtet werden müssen: Da es nicht immer eindeutig ist, einen Stoff als "Abfall" zu deklarieren, gibt es Versuche - wie auch im kommerziellen Abfallbereich - solche Abfälle um-

zudeklariert als Wertstoffe und Reststoffe, aus denen noch Wertstoffe gewonnen werden können. Solche Versuche müssen sehr sorgfältig beobachtet werden, damit nicht auf diese Weise die Abfallentsorgung durch die Hintertür umgangen wird. Hier ist es Aufgabe des Bundes, im Rahmen seiner Rechts- und Zweckmäßigkeitsaufsicht solche Entsorgungswege sorgfältig zu prüfen und festzustellen, ob es sich im Einzelfall wirklich um eine verantwortbare Entsorgung handelt oder ob es Wege sind, die nur beschritten werden, weil die nach dem Atomgesetz vorgegebenen Wege nicht oder nur mit großen Schwierigkeiten und Kosten begehbar sind.

Wenn das Entsorgungskonzept heute von einzelnen Bundesländern in bestimmten Punkten angezweifelt und durch destruktives Handeln behindert oder sogar verhindert wird, ist es nach dem Willen des Atomgesetzes Aufgabe des Bundes, durch entsprechende Weisungen dafür zu sorgen, daß den Anforderungen des Gesetzes genüge getan wird. Langfristig wird dieser Weg des Widerstandes und der entsprechenden Weisungen des Bundes aber kaum erfolgreich sein, so daß der heute vielbeschworene Konsens über die Zukunft der friedlichen Nutzung der Kernenergie zwischen allen Beteiligten so bald wie möglich gefunden werden muß. Es ist zu hoffen, daß mit den jüngsten Initiativen aus Industrie und Politik dieses Ziel bald erreicht wird. Es ist nicht erkennbar, wie die hochgesteckten Ziele bei der Reduzierung des CO₂ ohne die weitere Nutzung der Kernenergie erreicht werden können.

Transmutation radioaktiver Abfälle anstatt Langzeit-Endlagerung?

Peter-W. Phlippen

1. Problemstellung

Durch den Einsatz von Brennelementen in den Kernreaktor entstehen infolge von Aktivierungs-, Neutroneneinfang- und Spaltungsreaktionen eine Vielzahl radioaktiver Produkte, deren Halbwertszeiten (HWZ) für den radioaktiven Zerfall zwischen Sekundenbruchteilen und Jahrtausenden variieren. Zum Schutz unseres biologischen Lebensraumes gilt es, diese radioaktiven Produkte bis zu ihrem Zerfall auf unbedenkliche Konzentrationen möglichst vollständig von der Biosphäre fernzuhalten.

Dieses Schutzziel ist für relativ kurzlebige Isotope mit Halbwertszeiten bis zu etwa fünf Jahren durch Zwischenlagerung heute bereits erreichbar. Längerlebige radioaktive Isotope sollen entsprechend den heutigen Entsorgungsstrategien in geologischen Formationen - Steinsalz, Granit, Ton, Tuff - endgelagert werden. Nachdem die Abfälle aus der technischen Kontrolle entlassen sind, muß die Endlagerformation die Schutzfunktion für mehrere hunderttausend Jahre übernehmen. Basierend auf der geologischen Lebenszeit der ausgewählten Endlagerformation, der gewählten Einbettungstiefe und dem Austauschverhalten mit den oberflächennahen Erdschichten wird eine ausreichend lange Rückhaltung der radioaktiven Produkte im Endlager gefolgert. Dabei sind üblicherweise Störfälle wie Wassereintrich in den Salzstock oder Rißbildungen mit erhöhter Wasserführung in Granitformationen in die Bewertung einbezogen.

Je nach Abfallart sind die Anforderungen an die Lagerzeit höchst unterschiedlich. Bei leicht- und mittelaktiven Abfällen und Strukturmaterialien wird dieser Tatsache bei der Endlagerung heute bereits Rechnung getragen; jedoch berücksichtigen die derzeitigen Strategien für den dominanten Teil der Aktivität des Abfalls (> 98 %) die Besonderheiten nicht. Daher ist eine derart vollzogene Endlagerung in geologischen Formationen für viele unbefriedigend, da sie Potentiale zur Reduktion der Langzeitgefährdung nicht berücksichtigt bzw. nicht nutzt.

Durch die Transmutation langlebiger Radionuklide ließe sich die Langzeitgefährdung auf einen technisch kontrollierbaren Zeitraum für die Endlagerung reduzieren, die somit einer Langzeitzwischenlagerung vergleichbar wäre. Der Aufwand zur Abfallbeseitigung in Form von Kosten und Strahlenbelastung würde mit diesem Vorgehen von den Nutznießern des Kernenergieeinsatzes getragen und nicht späteren Generationen aufgebürdet.

2. Alternative Strategie zur bisherigen Behandlung des radioaktiven Abfalls

2.1 Abfallmengen am Beispiel eines Druckwasserreaktors

Weltweit fallen jährlich aus Kernreaktoren mit einer elektrischen Leistung von ca. 340 GW ca. 9000 t_{SM} in Form abgebrannter Brennelemente an. Neben diesen Brennelementen, die mehr als 98 % der Aktivität aus dem Reaktorbetrieb enthalten, fallen jedoch auch Betriebsabfälle mit niedrigem und mittlerem Aktivitätsgehalt an (LAW, MAW), z. B. Filterharze, Putzmittel, Konzentrate, Austauschteile usw. **Tab. 1** enthält eine Zusammenstellung der Abfallmengen unter Angabe der wichtigsten Beiträge. - Ebenso entstehen im Falle der Wiederaufarbeitung erhebliche Mengen Sekundärabfälle, die im Vergleich zum Primärabfall (HAW) in etwa das 60-fache Volumen darstellen. Entsprechend dem heute erreichten Stand der Prozeßtechnik sind ca. 0,5 Gew.-% U- und Pu-Verluste zu erwarten, die mit den anderen Transuranelementen im HAW-Strom enthalten sind. Unter Einbeziehung der Wiederaufarbeitung resultieren aus dem Betrieb eines großen Druckwasserreaktors jährlich rund 500 m³ radioaktiver Abfälle, die es zu entsorgen gilt. Dabei enthält der HAW mit 1 Vol.-% allerdings 98 % der gesamten Radioaktivität. Detailliertere Angaben über den Anfall und die Zusammensetzung radioaktiver Abfälle in der Bundesrepublik Deutschland sind beispielsweise [1,2,3] zu entnehmen.

Tab. 1: Abfallmengen bezogen auf einen Druckwasserreaktor mit 1300 MWe [3] (10 Jahre Abklingzeit)

Reaktoranlage		
Entladeabbrand	MWd/kg SM	35
Entlademenge	t SM/a	32
- Strukturmaterial	t/a	13,5
- Spaltprodukte	t/a	1,2
- Plutonium	kg/a	365
- Transurane (o. Pu)	kg/a	48
Betriebsabfälle (konditioniert)		
- LAW/MAW	m ³	190
Wiederaufarbeitung		
Uran (99,5 %)	t/a	30,3
Plutonium (99,5 %)	kg/a	363
LAW	m ³	180
MAW	m ³	130
HAW (Glas)	m ³	5

Tab. 2: Actiniden im Abfall eines Druckwasserreaktors je t SM (35 MWd/kg SM; 10 Jahre Abklingzeit)

Isotop	T _{1/2} (a)	Masse (g)
U-234	244.600	176
U-235	7,04·10 ⁸	9.809
U-236	2,34·10 ⁷	4.187
Np-237	2,14·10 ⁶	568
Pu-238	87,8	193
Pu-239	24.110	6.903
Pu-240	6.550	2.218
Pu-241	14,4	1.078
Pu-242	376.300	488
Am-241	433	702
Am-242m	141	1,5
Am-243	7.370	117
Cm-244	18,1	22
Cm-245	8500	1,6

2.2 Hazard-Vergleich der radioaktiven Abfälle

LAW und der größte Teil des MAW zählen zu den Abfällen mit vernachlässigbarer Wärmeerzeugung, was ebenso durch den geringen Aktivitätsgehalt widerspiegelt wird. Sie enthalten im wesentlichen Aktivierungs- und Spaltprodukte, die nach ca. 300 Jahren auf ein unbedenkliches Niveau zerfallen. Langlebige α -Strahler gelangen nur bei der Brennelementherstellung aus U-Pu-Mischoxid (MOX) in nennenswertem Umfang in den LAW [4]. Daher wird in vielen Staaten die oberflächennahe Endlagerung nicht α -haltiger leicht- und mittelaktiver Abfälle praktiziert, beispielsweise in Japan, England, Spanien, Frankreich und in den USA.

Der die Hüll- und Strukturmaterialien enthaltende MAW sowie der HAW zählen zu den wärmeentwickelnden Abfällen, die einer besonderen Endlagerung zur Abfuhr der Nachzerfallswärme bedürfen. Insbesondere der HAW, der Spaltprodukte und Actinidenelemente enthält, bedarf einer detaillierteren Betrachtung. Dies soll anhand der zeitlich veränderlichen Toxizität erfolgen, die die chemische Giftigkeit und die radiologischen Auswirkungen der Isotope auf den Menschen beschreibt. Ihr Bezug auf ein Vergleichsniveau ergibt den Hazard-Index für die Aufnahme der Aktivität über den Wasser- oder den Luftpfad; wobei der Wasserpfad für die Betrachtungen zum Endlager den geeigneteren Belastungspfad bildet. Die zulässigen Aktivitätskonzentrationen im Trinkwasser wurden [5] entnommen.

An dieser Stelle stellt sich die Frage nach dem geeigneten Vergleichsniveau für eine Bewertung der Zeitverläufe und der getroffenen Maßnahmen zur Beeinflussung des Hazard-Index. Ein solches Niveau wäre sicherlich ein natürliches Vorkommen radioaktiver Stoffe, das bisher keine erkennbaren negativen Auswirkungen auf den Menschen gezeigt hat, wie beispielsweise Uranerz- oder Monazitsandlagerstätten. Oftmals werden auch die zur Gewinnung des betrachteten Brennstoffs benötigten Uranerzmassen oder die involvierten Volumina in Endlager und Erzlagerstätte zugrundegelegt, was natürlich zu einer deutlichen Verschiebung führt [vgl. 4]. Eine international abgestimmte Vorgehensweise ist bisher noch nicht vereinbart. An dieser Stelle soll als Basis die Masse des in den Kernreaktor eingesetzten Schwermetalls im Vergleich zur gleichen Masse Uranerz mit 0,2 Gew-% Urangehalt im natürlichen Gleichgewicht mit den Zerfallsprodukten des Urans dienen. - Zum Vergleich sind in **Abb. 1** zwei weitere häufig verwendete Bezugspunkte eingetragen: die erforderliche Erzmenge zur Gewinnung des in den Reaktor eingesetzten Uranbrennstoffs im natürlichen Gleichgewicht mit den Zerfallsprodukten sowie der Hazard des in den Reaktor eingesetzten frischen Uranmetalls. Die Spannbreite von drei Größenordnungen verdeutlicht einmal mehr die Notwendigkeit zur Festlegung eines einheitlichen Bezugspunktes.

Tab. 2 zeigt beispielhaft den Actinidgehalt eines abgebrannten DWR-U-Brennstoffs; ca. 88 % der Transurane sind Pu-Isotope, die langlebigen Elemente Np, Am und Cm umfassen lediglich 1,5 Gew.-% des Abfalls. **Abb. 1** zeigt beispielhaft Verläufe des Hazard-Index nach Endlagerung von Spaltprodukten, Hüll- und

Strukturmaterialien sowie für verschiedene Bedingungen der Endlagerung von Actinidenelementen. Hieraus ist folgendes ablesbar:

- Der Beitrag der Spaltprodukte zum Hazard-Index ist während der ersten 500 Jahre dominant für den gesamten Hazard-Index und würde ohne Einbeziehung von ^{129}J (HWZ 15,7 Mill. Jahre) und ^{99}Tc (HWZ 210.000 Jahre) nach ca. 800 Jahren unter das Vergleichsniveau abklingen. Eine Tonne DWR-Brennstoff enthält ca. 200 g ^{129}J bzw. 830 g ^{99}Tc .
- Die Hüll- und Strukturmaterialien tragen in den ersten tausend Jahren kaum zur Gesamtgefährdung bei; in der darauffolgenden Zeit wird das Isotop ^{94}Nb mit einer HWZ von 20.000 Jahren dominant, so daß der Beitrag erst nach 100.000 Jahren das Vergleichsniveau unterschreitet.

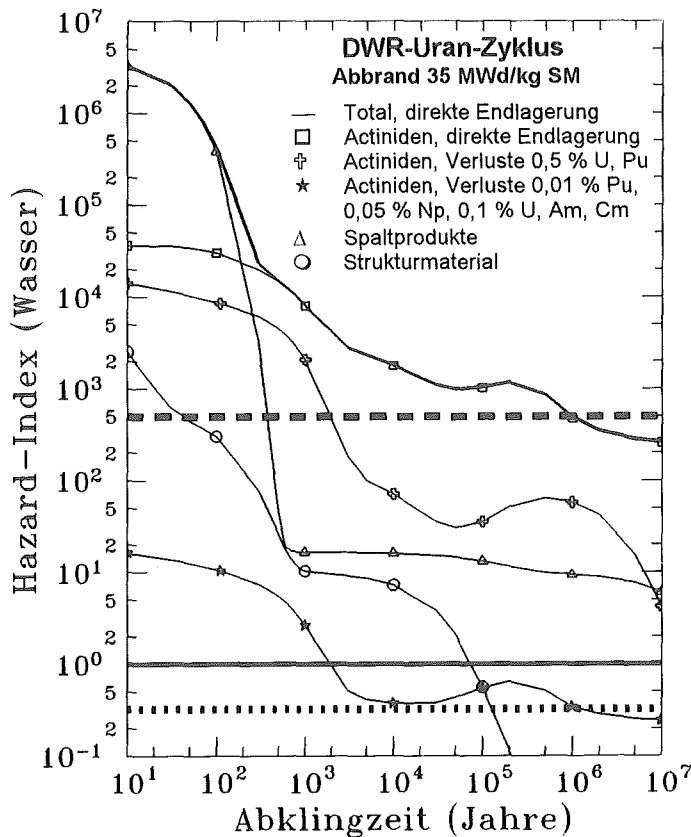


Abb. 1: Zeitverlauf der Hazard-Index von radioaktiven Abfällen in Abhängigkeit von der Vorbehandlung und der Zusammensetzung

- Bezugswert Erzlagerrstätte mit 0,2 % Uran im Gleichgewicht
- Bezugswert Uranerzmasse wie zuvor zur Gewinnung von 1 t U
- Bezugswert frisches Uranmetall

- Zur Diskussion des Beitrags der Actinidenelemente werden drei Varianten der Abtrennung aus den abgebrannten Brennelementen diskutiert:
 1. Direkte Endlagerung, d. h. alle Actinidenelemente werden endgelagert: Diese Lösung ergibt den absolut größten Langzeitindex, der selbst nach 10 Mill. Jahren das Vergleichsniveau noch um mehr als zwei Größenordnungen übersteigt.
 2. Heutige Wiederaufarbeitungstechnik mit U- und Pu-Verlusten von je 0,5 Gew.-% und vollständigem Verlust der restlichen Actiniden in den HAW: Langfristig ist ein Erreichen des Vergleichsniveaus zu erwarten, jedoch bleibt der Abstand innerhalb der ersten 10 Mill. Jahre mit ein bis zwei Größenordnungen erhalten, so daß gegenüber der direkten Endlagerung kein entscheidender Gewinn zu erkennen ist.
 3. Eine weiterentwickelte Abtrennungstechnik mit Verlusten von beispielsweise 0,01 Gew.-% Pu, 0,05 Gew.-% Np, 0,1 Gew.-% U, Am, Cm und vollständigem Verlust der restlichen Actiniden in den HAW läßt ein Unterschreiten des Vergleichsniveaus nach ca. 2000 Jahren erkennen.

Somit kann man innerhalb von ca. 2000 Jahren unter folgenden Bedingungen eine Unterschreitung des Hazard-Index¹ des nuklearen Abfalls unter das hier gewählte Vergleichsniveau erreichen, falls man

1. das Element Nb in den Hüll- und Strukturmaterialien vor dem Einsatz in den Reaktor durch metallurgische Verfahren vermeidet,
2. die Spaltprodukte ⁹⁹Tc und ¹²⁹I zu mindestens 99 Gew.-% aus dem Abfall entfernt und
3. die Actinidenelemente mit wesentlich höheren Reinheitsgraden als heute vor der Endlagerung aus dem Abfall abtrennt.

Unter diesen Voraussetzungen bietet sich eine alternative Strategie zur Behandlung der radioaktiven Abfälle und deren Endlagerung in geologischen Formationen an:

- LAW und MAW werden wie heute vorgesehen konditioniert und endgelagert. Aufgrund ihres relativ niedrigen Aktivitätsgehaltes und der verhältnismäßig kurzen Halbwertszeiten ist eine Gefährdung nach 300 Jahren Lagerzeit nicht mehr gegeben.
- Hüll- und Strukturmaterialien werden in korrosionsresistenten Verpackungen, die einem Korrosionsangriff bis ca. 1000 Jahren widerstehen, endgelagert. Anschließend geht auch hiervon keine Gefährdung mehr aus.

¹Die Einbeziehung der neuen von der ICRP herausgegebenen 'Annual Limits on Intake of Radionuclides by Workers Based on the 1990 Recommendations' (ICRP Publication 61, 1991) beeinflusst zwar die dargestellten Kurvenverläufe, jedoch stellt sie die Schlußfolgerungen nicht in Frage.

- Der verbleibende hochaktive Abfall wird verfestigt, mit einer korrosionsresistenten Umhüllung versehen, die einem Korrosionsangriff bis ca. 1000 Jahren widersteht, und endgelagert.
- Die separierten Spaltprodukte und Actiniden werden durch kernphysikalische Prozesse in kurzlebige bzw. stabile Isotope umgewandelt, beispielsweise durch Neutroneneinfang und/oder Spaltung. Die bei der Spaltung entstehenden langlebigen J- und Tc-Isotope werden wieder abgetrennt und ebenfalls umgewandelt. Die hierbei entstehenden Verluste sind in die Gesamtbetrachtung einzubeziehen.

Die beschriebene Vorgehensweise bietet somit die Möglichkeit eines technisch vollständig kontrollierten Abklingens der erzeugten radioaktiven Stoffe auf als unbedenklich akzeptierte Größen. Die geologische Endlagerformation müßte dann keine Rückhaltefunktion mehr erfüllen, sondern wäre lediglich ein Aufbewahrungsort, der eine wärmespeichernde, strahlenabschirmende und gegen äußere Einwirkungen schützende Funktion erfüllt. Damit würde auch die immer wieder in Frage gestellte Langzeitbeständigkeit über hunderttausende von Jahren unerheblich, in deren Bewertung amerikanische Studien auch eventuell neu entstehenden Vulkanismus einbeziehen [6].

3. Anforderungen an die technischen Systeme

Die genannte Konzeption der Endlagerung zeigt drei große Anforderungsfelder auf, die für eine mögliche Realisierung zu erfüllen sind:

1. Abtrennung (Partitioning) der gewünschten Elemente aus dem Abfall,
2. Vernichtung der langlebigen radioaktiven Abfälle und
3. Verpackung der Abfälle mit einer Standzeit im Bereich von 1000 Jahren.

3.1 Abtrennung der Elemente aus dem Abfallstrom

Die chemische Abtrennung der Transuranelemente aus dem Brennstoff ist aus heutiger Sicht die schwierigste noch zu lösende Aufgabe, da sehr enge Grenzen für die Gesamtverluste bei der Umwandlung zu setzen sind. Im heute eingesetzten PUREX-Prozeß gehen ca. 0,5 Gew.-% U und Pu bei der Extraktion verloren. Eine weitere gewichtige Verlustquelle sind die durch Recoil fest mit dem Hüllwerkstoff verbundenen Anteile, die ca. 0,04 bis 0,07 Gew.-% Pu und 0,01 Gew.-% Np umfassen, sowie unlösliche Fraktionen des Brennstoffs (Crud), der bei einem U-Brennelement einen Gehalt von ca. 0,03 Gew.-% U und 0,003 Gew.-% Pu aufweist. Die Crud-Rückstände aus der Auflösung von MOX-Brennelementen weisen mindestens den zehnfachen Pu-Gehalt auf [7]. Neben Verbesserungen des Extraktionsprozesses sind auf dem Hintergrund der in Abschnitt 2.2 beispielhaft genannten Abtrennverluste im Head-End noch deutliche Reduktionen erforderlich.

Entwicklungen zur verbesserten Abtrennung von U und Pu sowie zur Gewinnung von Np, Am und Cm aus dem flüssigen HAW wurden bereits im Zusammenhang mit Untersuchungen zum Actinideneinsatz in Reaktorsystemen unternommen und im heißen Betrieb ersten Tauglichkeitstests unterworfen [8]. Ausgehend von der im PUREX-Trennprozeß erzeugten HAW-Lösung werden Extraktionsprozesse zur Rückgewinnung der Transurane nachgeschaltet, so daß der bekannte und industriell entwickelte Basisprozeß im wesentlichen erhalten bleibt. Rückgewinnungsfaktoren von 99 bis 99,9 Gew.-% der im HAW enthaltenen Actiniden wurden erzielt, so daß die erforderliche Gesamtabtrennung erreichbar erscheint.

Da die heutige Wiederaufarbeitung auf der Basis des PUREX-Prozesses ursprünglich auf eine Rückgewinnung von U und Pu ausgerichtet war, ist es bedenkenswert, aufgrund der geänderten Aufgabe - vollständige Abtrennung aller Actiniden - eine Modifikation des gesamten Prozesses ins Auge zu fassen. Beide Wege - Erweiterung oder Modifikation - bedürfen noch weiterer Untersuchungen zur Absicherung der erzielten oder erwarteten Ergebnisse.

3.2 Transmutation der langlebigen Isotope

Die Transmutation langlebiger radioaktiver Isotope kann durch Neutroneneinfang, Spaltung oder Spallation erfolgen. Die zuerstgenannten Varianten waren bereits im Zusammenhang mit der Rezyklierung von Actiniden in thermischen und schnellen Reaktoren Gegenstand umfangreicher theoretischer Untersuchungen [9,10,11].

Auf der Basis von uranhaltigem Brennstoff sind die Reduktionspotentiale in Leichtwasserreaktoren bei realistischem Ansatz der Rezyklierungen auf 50 - 75 % anzusetzen, was unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.2 diskutierten Erfordernisse keine Lösung darstellt. Die Einführung von Th als Trägermaterial für rezyklierte Transurane vermeidet ihren erneuten Aufbau durch Brutprozesse und ließe zumindest rechnerisch einen verglichen mit U/Pu-MOX-Brennelementen vierfachen Transuranabbau erwarten. Beim Hochtemperaturreaktor mit U-Brennstoff ist der Transuranausstoß infolge des erzielbaren hohen Abbrandes zwar nicht so hoch; jedoch ist hinsichtlich der erforderlichen Reduktion für die Endlagerung das gleiche wie beim LWR festzuhalten.

Schnelle Reaktorsysteme transmutieren Transurane prinzipiell besser als thermische, da das Verhältnis von Absorptions- zu Spaltwirkungsquerschnitt sehr nahe bei eins liegt und so der weitere Aufbau vermieden wird. Aber auch hier ist eine vielfache Rezyklierung des wiederaufgearbeiteten Brennstoffs erforderlich. Dies stößt aufgrund der Akkumulation von α -Strahlern sehr schnell an technische Grenzen, da die Schädigung der Reagenzien überproportional ansteigt [12]. Weiterhin wird eine vollständig fernbediente Brennelementfertigung erforderlich, da die Spontanspaltung der Am- und Cm-Isotope in Verbindung mit dem hohen Anteil von α -induzierter Neutronenfreisetzung eine Neutronenabschirmung erfordert. Der

Übergang von oxidischem zu metallischem Brennstoff ist in den USA in der Entwicklung und bietet in Verbindung mit einem pyrometallurgischen Trennprozeß prinzipiell neue Chancen zur Überwindung der technischen Grenzen, da eine vollständig andere Trenn- und Fabrikationstechnik zum Einsatz käme [7,13].

Spaltprodukte werden aufgrund ihres niedrigen Absorptionswirkungsquerschnitts und der verhältnismäßig niedrigen Neutronenflüsse in thermischen und schnellen Reaktoren praktisch nicht transmutiert, so daß das gesteckte Ziel mit den etablierten Reaktoren nicht erreichbar ist.

Die Transmutation von Actinidelementen durch Spallationsreaktionen ist physikalisch möglich. Dazu werden die schweren Atomkerne als Target von einer sehr intensiven Protonenquelle (100 mA, 1 GeV zur Entsorgung von Np, Am, Cm aus 3 DWRs) bestrahlt, die beispielsweise durch Protonenbeschleuniger bereitzustellen wäre. Primärprotonen sowie infolge der Spallationsreaktion freiwerdende Neutronen bewirken hierbei die Actinidenumwandlung. Heute sind Protonenbeschleuniger dieser Größe noch nicht Stand der Technik, allerdings werden große Anstrengungen zur Weiterentwicklung hin zu besserem Wirkungsgrad und höherer Stromstärke unternommen. Die Verfügbarkeit derartiger Linearbeschleuniger wird mit einer mittelgroßen Anlage als Zwischenstufe in 10 bis 20 Jahren erwartet [14].

Eine effizientere Ausnutzung der Spallationsreaktion ist durch den Einsatz von schweren Atomkernen (Pb, Bi, W) als Target zum Zwecke der Neutronenproduktion erreichbar. Die freiwerdenden Neutronen (20 - 40 n/p bei 1 - 1,6 GeV/p) gelangen in ein Blanket und werden dort genutzt. Die physikalische Auslegung ermöglicht schnelle und thermische Hochflußsysteme. Die Umsatzraten in thermischen Systemen sind im Vergleich zum direkten Protonenbeschuß der Actiniden wesentlich höher; auch läßt sich durch Einstellung eines Multiplikationsfaktors zwischen 0,9 und kleiner 1 eine Vervielfachung der primären Neutronen erzielen kombiniert mit einer Leistungserzeugung, die die Anlage zumindest energieautark macht. Verglichen mit Kernreaktoren handelt es sich hierbei stets um unterkritische multiplizierende Anordnungen mit externer Neutronenquelle.

In den USA [14,15] wird ein spallationsgetriebenes unterkritisches thermisches System basierend auf der Technologie des CANDU-Reaktors mit quasikontinuierlichem Spaltproduktentzug diskutiert (62,5 mA, 1,6 GeV), das die Transurane und ^{99}Tc von zwei großen LWRs umsetzt. Japan verfolgt eine Anordnung basierend auf einem durch einen Protonenbeschleuniger gepulsten unterkritischen schnellen System mit stabförmigem metallischem Brennstoff (23 mA, 1,6 GeV) und einer Kapazität zur Entsorgung von sechs großen LWRs; das Pu wird nur zum Teil eingesetzt. Abschließend sei noch erwähnt, daß sowohl in den USA als auch in Japan spallationsgetriebene Systeme auf der Basis von in Salzschnmelzen gelösten Transuranen untersucht werden; jedoch ist der Kenntnis- und Erfahrungsstand hinsichtlich Betriebsverhalten und Partitioning hierzu wesentlich lückenhafter als bei den zuvor beschriebenen Systemen. Insgesamt darf man die vorgestellten Systeme zur

beschleunigerunterstützten Transmutation nur als erste Konzeptstudien werten, die die prinzipielle Ausführbarkeit und Sinnhaftigkeit darlegen sollen.

3.3 Korrosionsresistente Verpackung

Im Zusammenhang mit der Entwicklung von Behältern zur direkten Endlagerung von abgebrannten Brennelementen wurden umfangreiche Untersuchungen zum Korrosionsverhalten von metallischen und keramischen Werkstoffen in Salzlaugen oder in grundwasserführender Umgebung durchgeführt [16,17,18,19]. Daher liegen heute bereits umfangreiche Kenntnisse zur Langzeitkorrosion vor, die eine verhältnismäßig sichere Berechnung des Abtrags zulassen. Keramiken wie Al_2O_3 oder SiC weisen bekanntermaßen wesentlich niedrigere Korrosionsabträge auf als Metalle, jedoch stellt die Sicherung dieser Eigenschaften extrem hohe Anforderungen an die Werkstoffqualität [16]. Daher haben sich aus der Gruppe der metallischen Werkstoffe Sphäroguß, Stahlguß, Titan (USA) oder Kupfer (Schweden) mit niedrigen Korrosionsabträgen für die Anwendung in der Endlagertechnik als vorteilhafter erwiesen. Je nach Umfeld ist beispielsweise beim Sphäroguß in Salzlauge innerhalb von 1000 Jahren ein Korrosionsabtrag zwischen 1 cm und 15 cm festzustellen [18]. Unter diesen Bedingungen wäre also eine korrosionsresistente Verpackung für den diskutierten Zweck heute bereits technisch realisierbar.

4. Zusammenfassung

Zur Erzielung einer drastischen Reduktion des Gefährdungspotentials von radioaktivem Abfall nach einer Lagerzeit von ca. 1000 Jahren müssen die Transuranelemente und einige Spaltprodukte möglichst vollständig aus dem Abfall abgetrennt und umgewandelt werden. Verfahren der Abtrennung sind in der Entwicklung und zeigen im Labormaßstab ermutigende Ergebnisse; die Fortführung dieser Arbeiten muß jedoch noch bis zum Nachweis einer industriellen Einsetzbarkeit erfolgen. Die Transmutation kann aus heutiger Sicht nicht im erforderlichen Umfang mit den etablierten Reaktorsystemen erfolgen. Spezielle auf Spallationsneutronenquellen basierende Hochflußsysteme bilden hierzu eine Option, die es gilt in den nächsten Jahren bis zur Einsatzreife weiterzuentwickeln. Schwerpunkte dieser Arbeiten werden beim Hochstrom-Protonenbeschleuniger und in der Targetauslegung liegen. Das Transmutationsblanket ist einem Kernreaktor sehr ähnlich, so daß die etablierten Auslegungsmethoden anwendbar sind.

Es bleibt festzuhalten, daß die Transmutation eine Option für die Endlagerung im Sinne des Titels darstellt. Ob diese Option technisch nutzbar sein wird, kann erst nach einer Entwicklungszeit von ein bis zwei Jahrzehnten beurteilt werden. Bis dahin sollten alle heute in der Erprobung stehenden Verfahren zur Endlagerung weiterentwickelt werden, ohne bereits jetzt eine irreversible Entscheidung für oder gegen ein bestimmtes System zu treffen.

5. Literatur

1. A. Hollmann, E. Warnecke, Aufkommen radioaktiver Abfälle in Deutschland - Abfallerhebung für das Jahr 1991, Bundesamt für Strahlenschutz, Bericht BfS ET-17/93, Salzgitter 1993
2. H. Nickel, Konzept der Entsorgung deutscher Kernkraftwerke, atomwirtschaft 37 (1992) Nr.7, S. 368-374
3. P. Brennecke, B. R. Martens, Endlagerungsbedingungen und Produktkontrolle, Bundesamt für Strahlenschutz, Bericht BfS ET-10/91-REV-1, Salzgitter 1992
4. H. O. Haug, Zerfallsrechnungen verschiedener mittelaktiver und actinidenhaltiger Abfälle des LWR-Brennstoffkreislaufs, Kernforschungszentrum Karlsruhe, Teil I: Modellmäßig abgeleitete Basisdaten, Aktivität und Wärmeleistung, KfK 3221, Oktober 1981; Teil II: Radio-toxizitätsvergleich, KfK 3222, Dezember 1981
5. United States of America: Code of Federal Regulations, Title 10, Part 20, Rev. January 1971
6. C. W. Forsberg, Health and environmental risk-related impacts of actinide burning on high-level waste disposal, Oak Ridge National Laboratory ORNL/M-1822, May 1992
7. L. H. Baetsle, Role and Influence of Partitioning and Transmutation on the Management of Nuclear Waste Streams, OECD-NEA Report, August 1992
8. F. Mannone, H. Dworschak (Ed.), Chemical Separation of Actinides from High Activity Liquid Wastes, Commission of the European Communities Joint Research Centre ISPRA, Report S.A./I.07.03.84.02
9. E. Schmidt et. al., Assessment Studies on Nuclear Transmutation of By-Product Actinides, Commission of the European Communities Joint Research Centre ISPRA, Report S.A./I.05.03.83.13
10. W. Hage (Ed.), Proc. of the First Technical Meeting on the Nuclear Transmutation of Actinides, Ispra March 16-18, 1977
11. W. Hage (Ed.), Proc. of the Second Technical Meeting on the Nuclear Transmutation of Actinides, Ispra April 21-24, 1980
12. H. Küsters, Reduktion des Risikos von nuklearen Abfällen durch Transmutation?, atomwirtschaft 35 (1990) Nr.6, S. 287-292
13. J. E. Battles et. al., Pyrometallurgical Processing of Integral Fast Reactor Metal Fuels, Proc. of the 3. International Conference on Nuclear Fuel Reprocessing and Waste Management, RECOD, Sendai, April 14-18, 1991, p. 342-347
14. H. U. Wenger (Ed.), Proc. of the Specialists' Meeting on Accelerator-Based Transmutation, Villigen/CH, March 24-26, 1992
15. R. A. Jameson (Ed.), Proc. of the Specialists' Meeting on Accelerator Driven Transmutation Technology for Radwaste and other Applications, Stockholm, June 24-28, 1991
16. E. Smailos et. al., Untersuchungen zur Eignung keramischer Behälter als Korrosionsschutz für hochradioaktive Abfallprodukte bei der Endlagerung in Steinsalzformationen, Kernforschungszentrum Karlsruhe, KfK 4244, April 1987
17. W. Schwarzkopf et. al., In-Situ Corrosion Studies on Selected High-Level Waste Packaging Materials under Simulated Disposal Conditions in Rock Salt Formations, Kernforschungszentrum Karlsruhe, KfK 4324, January 1988
18. W. Schwarzkopf et. al., In-Situ Corrosion Studies on Cast Steel for a High-Level Waste Packaging in a Rock Salt Repository, Materials Research Society Symp. Proc. 127 (1989) p. 411-418
19. B. Lönnerberg et. al., Encapsulation and handling of spent nuclear fuel for final disposal, Svensk Kaernbraenslefoerserjning AB, SKBF-KBS-TR-83-20, Stockholm, May 1983

4.

Hochtemperaturreaktoren

Das Versuchskernkraftwerk der AVR - wichtige Ergebnisse eines andern Reaktorkonzepts Chrysant Marnet Manfred Wimmers Egon Zierman	275
Bau, Betrieb und Stilllegung des THTR 300 - Erfahrungen und ihre Bedeutung für weitere kerntechnische Entwicklungen Klaus Knizia Rüdiger Bäumer	285
Komponentenerprobung in der HTR-Entwicklung Josef Schöning Walter Theymann Winfried Wachholz	293
Aspekte der Entsorgung des THTR 300 Günter Schroeder Günther Dietrich Wolfgang von Heesen	301
Ausgewählte experimentelle und analytische Arbeiten zur Sicherheit von HTR Jürgen Altes Werner Katscher Rainer Moormann	309
Die Spaltproduktückhaltung im Kugelbrennelement Werner Schenk Heinz Nabielek Günter Pott Hubertus Nickel	321
Sorption von Cäsium und Strontium durch graphitische Materialien in gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren Klaus Hilpert Rainer Moormann Hubertus Nickel	329
Lösung der Entsorgungsfrage beim Hochtemperaturreaktor Erich Merz Heiner Brücher Stephan Halaszovich	336
Zur radiologischen Bewertung der langfristigen Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen am Beispiel abgebrannter HTR-Brennelemente Hans Jochem Rütten	349
HTR-2000 Ein praxiserprobtes HTR-Anlagenmodell für den AVR-Reaktor Lothar Wolf Heinz Werner Felix Thomas Günter Ballensiefen	355
Spin off - Wie der Bau des THTR die konventionelle Fertigung einer Gießerei beeinflusste Manfred Sappok	365

Das Versuchskernkraftwerk der AVR - wichtige Ergebnisse eines anderen Reaktorkonzepts

Chrysanth Marnet Manfred Wimmers Egon Ziermann

1. Einleitung

In den letzten Jahrzehnten hat sich der Leichtwasserreaktor großer Leistung als die Standardlösung bei der Stromerzeugung aus Kernenergie durchgesetzt. Obwohl dieser Reaktortyp sicher ist und katastrophale Unfälle nicht zu befürchten sind, wird die Kernenergie von vielen angesichts des sogenannten 'Restrisikos' nicht akzeptiert und die Forderung nach einer 'katastrophenfreien' Kerntechnik erhoben. Eine Denkschule im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der Kernenergie sucht deshalb nach Lösungen, die alle Schutzziele auf möglichst passivem Wege erreicht. Aussichtsreichster Bewerber in dieser Richtung ist der Hochtemperaturreaktor (HTR) kleiner Leistung, wie er z.B. von Siemens und ABB als HTR-Modul entwickelt wurde. Mehr als jede andere Anlage im In- und Ausland war der Versuchsreaktor der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH in Jülich über lange Zeit die Drehscheibe dieser Entwicklung. Das AVR-Versuchskernkraftwerk war 21 Jahre in Betrieb, erbrachte in dieser Zeit eine Fülle von Erkenntnissen und wurde Ende 1988 aus Gründen, die nicht in der Anlage selbst zu suchen sind, außer Betrieb genommen.

2. Die Anfänge

Als in den 50er Jahren die Entwicklung zum HTR parallel in Großbritannien (Winfrith), den USA (Peach Bottom) und in Deutschland (AVR) begann, standen die grundlegenden Sicherheitsvorteile dieses Reaktorkonzepts gar nicht im Vordergrund. Es ging vielmehr darum, den Gas-Graphit-Reaktor, wie er zuerst in Form des Calder-Hall-Typs gebaut worden war, für eine wirtschaftlichere Nutzung der Kernenergie (bessere Dampfungstände, höhere Abbrände) weiterzuentwickeln und aus deutscher Sicht außerdem darum, über den Gas-Graphit-Reaktor in die Nutzung der Kernenergie mit kleinen Einheiten einzusteigen.

Den eigentlichen Schritt zum deutschen HTR unternahm Prof. Schulten, damals Atomphysiker in Diensten der Firma BBC, der vorschlug, statt des in metallische Röhren eingeschlossenen metallischen Natururans als Brennstoff hochangereichertes Urankarbid mit Thoriumkarbid vermischt in Graphitkugeln zu verwenden. Damit ergab sich eine höhere Leistungsdichte als in den Gas-Graphit-

Reaktoren, und durch den Verzicht auf metallisches Strukturmaterial im Kern und die Verwendung von Helium als Kühlmittel wurden hohe Temperaturen möglich. War zunächst noch der Reaktorbehälter der primäre Brennstoffeinschluß - weshalb auch ein Doppelbehälterkonzept entwickelt wurde - so folgte doch sehr bald als weiterer entscheidender Schritt hin zum heutigen HTR die Erfindung der beschichteten Brennstoffteilchen, und zwar weitgehend unabhängig voneinander in den USA, in Großbritannien und in Österreich.

Ende der 50er Jahre stand die Konzeption des AVR fest, 1959 wurde der Bauauftrag an das Konsortium BBC/Krupp vergeben, und 1966 wurde der Reaktor zum erstenmal kritisch.

3. Die Auslegung des Versuchsreaktors

Das AVR-Versuchskernkraftwerk /1/ besitzt einen graphitmoderierten, heliumgekühlten Kern, der aus einer losen Schüttung von ca. 100.000 kugelförmigen Brennelementen (BE) von 6 cm Durchmesser besteht. Die BE bestehen aus Graphit und enthalten den Brennstoff - hochangereichertes Uran und Thorium als Oxid, später auch niedrigangereichertes Uran - in Form kleiner Teilchen, die mit pyrolytisch abgeschiedenem Kohlenstoff beschichtet sind. Die innere Schicht ist porös und nimmt Spaltprodukte auf, die äußere dichte Schicht dient der Spaltproduktrückhaltung. Moderne Brennstoffteilchen besitzen eine zusätzliche Schicht aus SiC, die in die äußere, dichte Pyrokohlenstoffschicht eingebettet ist (TRISO). Die frühen BE bestanden aus einer Graphitschale, die mit einer Mischung aus Brennstoffteilchen und Graphitpulver gefüllt war. Moderne BE sind gepreßte Kugeln, die bis zu 40.000 Brennstoffteilchen homogen verteilt enthalten. Eine äußere 5 mm dicke Schicht ist allerdings brennstofffrei.

Der Reaktoraufbau ist in Abb. 1 dargestellt. Die BE befinden sich in einem aus 0,5 m dicken Graphitblöcken gebildeten Gefäß von 3 m Innendurchmesser, das gleichzeitig als Reflektor dient. Der Gefäßboden, ebenfalls Graphit, ist trichterförmig ausgebildet und mündet in ein Kugelabzugsrohr. Der Graphit ist zur Abschirmung und Wärmeisolierung von Kohlestein umgeben. Nach oben wird der Kern von einer dreischichtigen Decke aus Graphit und Kohlestein abgeschlossen. Boden und Decke sind für den Kühlgasdurchtritt mit Schlitzen versehen. In die Kugelschüttung ragen vier Graphitnasen hinein, in die die vier Abschaltstäbe von unten her eingefahren werden können. Oberhalb der Decke ist der ca. 6 m hohe Dampferzeuger angeordnet.

Das im inneren Reaktorbehälter befindliche Helium wird von zwei in den unteren Teil des Reaktorbehälters integrierten Kühlgasgebläsen umgewälzt. Es strömt von unten nach oben durch Reaktorkern und Dampferzeuger und nahe der Behälterwandung wieder zu den Gebläsen zurück. Die Hauptbetriebsdaten sind in Tabelle 1 zusammengestellt.

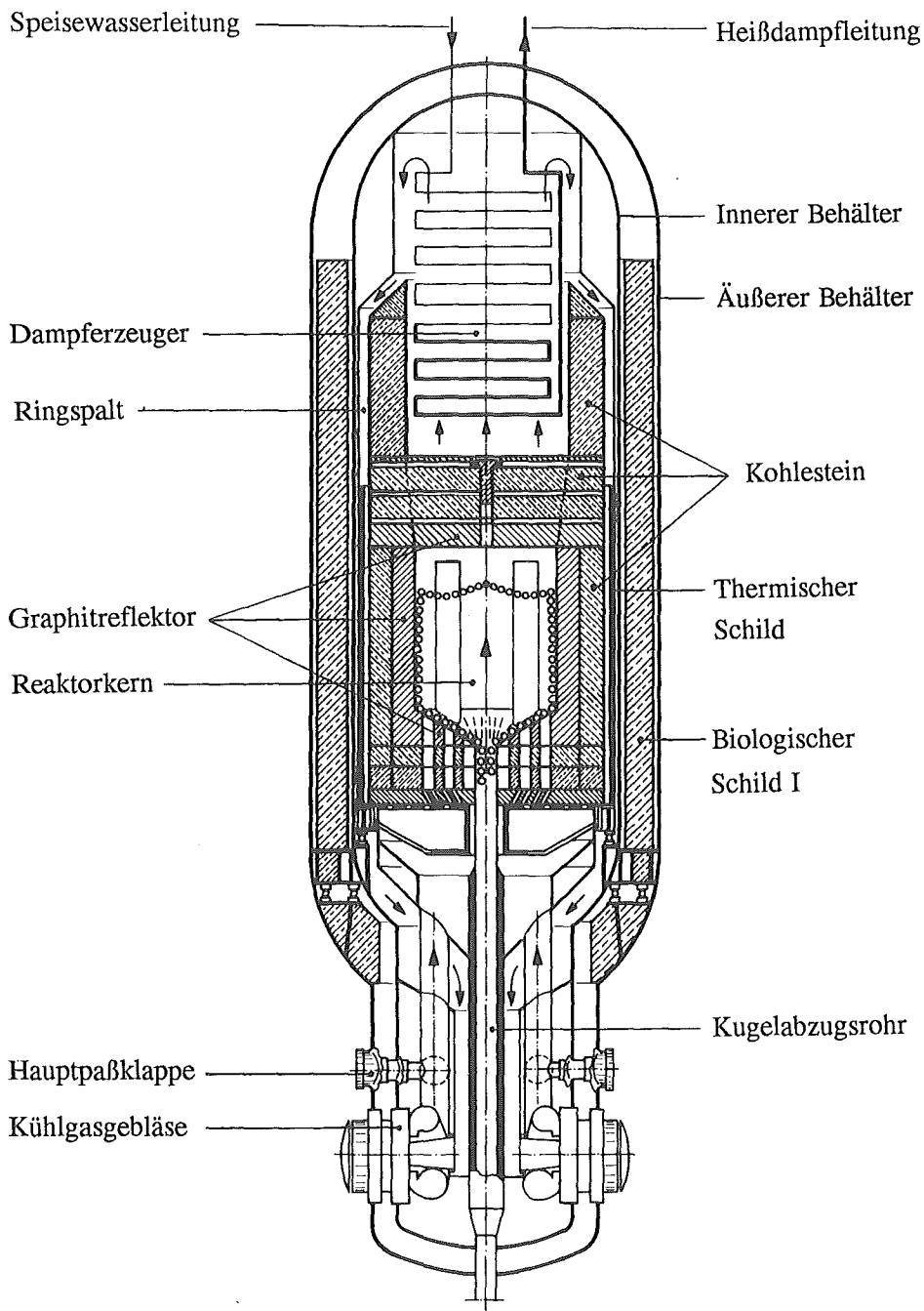


Abb. 1 Schnittbild des AVR-Reaktors

Tab. 1 Auslegungsdaten des AVR

Thermische Leistung	46	MW
Mittl. Leistungsdichte im Reaktorkern	2,6	MW/m ³
Elektrische Bruttoleistung	15	MW

Kühlgasdruck	10,8	bar
Heißgastemperatur (mittl.)	950	°C
Kaltgastemperatur	275	°C
He-Massenstrom	13	kg/s
Zahl der Gebläse	2	

Frischdampfdruck	73	bar
Frischdampftemperatur	505	°C
Frischdampfmassenstrom	56	t/h

Der innere Reaktorbehälter ist - historisch bedingt - von einem zweiten Behälter umgeben, der ebenfalls mit Helium gefüllt ist (Sperrgasfunktion). Zwischen den Behältern ist der erste biologische Schild in Form einer 0,75 m dicken Schüttung aus Eisenerzgranulat angebracht. Reaktor und Hilfsanlagen sind von einem Schutzbehälter umschlossen, der unter leichtem Unterdruck gehalten wird. Der Schutzbehälter ist vom Reaktorgebäude umgeben, einem Betonturm von 1,5 m Wandstärke, der den zweiten biologischen Schild bildet.

Während des Leistungsbetriebes werden täglich im Mittel ca. 50 BE (mit je 1 g U 235) zugegeben, ca. 300 Kugeln umgewälzt und daraus ca. 50 abgebrannte BE abgezogen. BE durchlaufen den Reaktorkern im Mittel etwa 10mal und benötigen für einen Kerndurchlauf im Mittel ein halbes Vollastjahr.

4. Lehren aus der AVR-Konzeption im Hinblick auf zukünftige HTR

Über das Betriebsverhalten des AVR, über seine besonderen Probleme als eine erste Demonstrations- und Versuchsanlage ist bereits häufiger berichtet worden (/2/, /3/ u.a.). Hier wird versucht, Erfahrungen mit dem Versuchskernkraftwerk hinsichtlich des Betriebsverhaltens, der Gesamtanordnung, der Komponenten, der eingesetzten Werkstoffe und auch der Stilllegung - vorerst nur auf die Planung beschränkt - in ihrer Bedeutung für zukünftige HTR-Anlagen und hier insbesondere für kleine HTR-Einheiten darzustellen.

4.1 Betriebsverhalten

Die einfache Fahrweise des Primärkreises eines HTR, bedingt durch das inerte Kühlmittel Helium, bei dem keine Phasenübergänge zu beachten sind, die niedrige Leistungsdichte und hohe Wärmekapazität des Kerns und den auch bei hoher Kerntemperatur und unterschiedlicher Anreicherung sicher negativen Temperaturkoeffizienten der Reaktivität, fand sich am AVR voll bestätigt. Die hohe thermische Trägheit des Systems verlangt keine schnellen Eingriffe, der Kern reagiert 'gutmütig'. Last- und Temperaturänderungen sind - auch in kurzer Zeit - problemlos durchführbar. Für das Fahren des Primärkreises des AVR war auch bei An- und Abfahrvorgängen nur ein einziger Reaktorfahrer erforderlich. Das Abschalten des Reaktors kann durch einfaches Ausschalten der Kühlgasgebläse erfolgen. Dieses Verfahren stellt ein besonders sanftes Abfahren dar; die Abschaltstäbe brauchen nicht hohen Temperaturen ausgesetzt zu werden und können damit eine praktisch unbegrenzte Lebensdauer erreichen.

Das Konzept der Beladung des Reaktors mit frischem Brennstoff während des Leistungsbetriebes und das damit verbundene Umwälzen des Kugelhaufens hat sich bewährt. Der Vorteil besteht weniger im Wegfall einer Abschaltpause zum Brennelementwechsel - eine längere Abschaltpause ist ohnehin jedes Jahr zur Durchführung regelmäßig wiederkehrender Prüfungen erforderlich - als vielmehr in einer besseren Brennstoffnutzung und in Eingriffsmöglichkeiten in den Kernaufbau während des Betriebes. Die gute Brennstoffnutzung zeigt sich darin, daß im stationären Betrieb Brennelemente erst bei einem mittleren Abbrand von ca. 90 % fifa (fifa = fissions per initial fissionable atom) aus dem Kreislauf entfernt werden mußten. Dies bedeutet, daß im entladenen BE im Mittel fast genau so viele Spaltungen erfolgt sind, wie an Spaltstoffatomen eingesetzt wurden. Das augenfälligste Ereignis in bezug auf Eingriffe in den Kernaufbau des AVR war, obwohl für andere HTR kaum von direkter Relevanz, der problemlose sukzessive Ersatz eines Großteils der hochangereicherten durch niedrigangereicherte BE. Von Bedeutung ist dagegen die Möglichkeit, die Brennstoffverteilung und damit die Temperaturverteilung im Reaktorkern zu steuern. Ein weiterer Vorteil der Kugelumwälzung während des Betriebs besteht in der Möglichkeit, durch Umsortieren der BE den Leistungsbetrieb auch ohne die Zugabe frischer BE bis zu einem halben Jahr aufrecht zu erhalten.

Das Konzept der kontinuierlichen Beladung hat darüberhinaus auch einen Sicherheitsaspekt: Überschußreaktivität, die gar nicht erst geladen wird, kann auch nicht störfallbedingt freigesetzt werden und dann zu ungewollt hohen Kerntemperaturen führen.

Im Jahre 1978 kam es aufgrund eines Dampferzeugerrohrschadens zum Eindringen von ca. 27 t Wasser in den inneren Reaktorbehälter. Für die Frage nach dem Reaktivitätseffekt eines Wassereintruchs in den Kern eines HTR ist dieser

Wassereinbruch nur bedingt auswertbar, da der zeitliche Verlauf der Wasserkonzentration im Kern nicht rekonstruiert und damit auch nicht dem zeitlichen Verlauf der Reaktorleistung zugeordnet werden kann. Der Reaktor wurde damals wegen einer Leckage am Dampferzeugersicherheitsventil abgeschaltet. Während des Abfahrens stieg die Feuchte im Primärkreis an. Nach der Reparatur des Sicherheitsventils wurde versucht, bei niedriger thermischer Leistung (10 MW) die Feuchte auszuheizen. Nach vier Tagen stieg die Feuchte jedoch stark an, so daß der Ausheizversuch abgebrochen werden mußte. Zum Reaktivitätseffekt läßt sich nur so viel sagen, daß zu keinem Zeitpunkt ein ungewöhnlich tiefes Einfahren der Abschaltstäbe zur Kompensation eines Leistungsanstiegs erforderlich war.

Die Umstellung der Fahrweise des Sekundärkreislaufes auf die sogenannte Kombi-Fahrweise - eine neutralere Konditionierung des Speisewassers durch Sauerstoffzuspeisung, die in der Kraftwerkstechnik zum Aufbau besserer Schutzschichten in Dampferzeugern entwickelt worden war - erbrachte am AVR als besonderes Ergebnis einen Rückgang der Tritiumpermeation in den Sekundärkreislauf um einen Faktor 4 bis 5. Dieses Ergebnis ist auf andere HTR-Kraftwerke übertragbar, soweit es sich wie beim AVR um ferritisches Rohrmaterial handelt, und zwar unabhängig davon, ob der Dampferzeuger innerhalb oder außerhalb des Reaktordruckbehälters untergebracht wird. Bei austenitischen Dampferzeugern ist dieser Effekt wahrscheinlich auch vorhanden, aber noch nicht nachgewiesen.

4.2 Anordnung, Komponenten, Werkstoffe

Was die Gesamtanordnung des AVR anbetrifft, so haben sich vor allem die geteilte biologische Abschirmung, die Anordnung des Dampferzeugers im Neutronenfeld und die damit verbundene Kontamination des Sekundärkreislaufs sowie das komplizierte Sperrgassystem als nachteilig erwiesen. Der unbeabsichtigte größere Kühlgasbypaß zum Dampferzeuger, der zu einer um ca. 90 K höheren Kerneintrittstemperatur des Kühlgases als anfänglich erwartet führte, erbrachte keine Einschränkung des AVR-Betriebs, da die sich einstellende Temperatur immer noch deutlich unterhalb der Auslegungstemperaturen des inneren Reaktorbehälters und seiner Stahleinbauten blieb. Bei zukünftigen Anlagen zur direkten Wärmenutzung, die zur Auskopplung eines möglichst großen Heliumstroms mit hoher Kerneintrittstemperatur arbeiten (z.B. 400 °C), muß ein Bypaß dieser Art tunlichst vermieden werden.

Vorteilhaft an der AVR-Anordnung ist das lange Kugelabzugsrohr. Neben dem generellen Effekt, daß die BE dort stärker abklingen können, erlaubt es die durch Nachbarlinien ungestörte Auswertung der Linie des Cs 137 im Rahmen der Abbrandmessung. Ein längeres Kugelabzugsrohr ist bei zukünftigen Anlagen besonders dann sinnvoll, wenn diese zur noch besseren Brennstoffnutzung mit

hoher Umwälzrate betrieben werden; zusätzliche Bauhöhe kann durch Schräglage oder Wendelung des Kugelabzugsrohrs eingespart werden.

Obwohl heute für Kühlgasgebläse externe Anordnungen mit senkrechter Welle und Gas- oder Magnetlagerung bevorzugt werden, hat sich die am AVR verwirklichte in die Reaktorbehälter integrierte Lösung mit waagerechter druckölgelagerter Welle voll bewährt. Durch ein spezielles Sperrgassystem sind die Gebläsemotoren gegen das Eindringen von Kühlgas geschützt. Die Lebensdauer der AVR-Kühlgasgebläse scheint auch nach 21 Jahren wartungsfreiem Betrieb noch lange nicht erreicht zu sein.

Im Bereich der Kugelbeschickung hat sich das pneumatische Fördern mit Hilfe von Kühlgas bewährt.

Was die am AVR eingesetzten Werkstoffe betrifft, so steht ihr Verhalten bei hoher Temperatur und hoher Dosis schneller Neutronen im Vordergrund des Interesses. Bei der anlässlich der später wieder aufgegebenen Pläne zum Umbau des AVR zur Prozeßwärmeauskopplung durchgeführten Besichtigung des oberen Hohlraumes mit Hilfe einer eingeschobenen Fernsehkamera im Jahre 1984 konnten weder am Deckenreflektor noch an den sichtbaren Teilen des Seitenreflektors und der Nasen neutroneninduzierte Spannungsrisse oder eine Beeinträchtigung der Oberflächen durch Korrosion festgestellt werden. Offensichtlich ist auch bei den eingebauten Graphitblöcken die Lebensdauer noch lange nicht erreicht. Dies gilt wohl auch für die Kohlesteinblöcke. Nachteilig am Kohlestein ist seine hohe Verunreinigung. Die Aktivierung des im Kohlestein enthaltenen Lithiums war im AVR-Betrieb die Hauptquelle für Tritium. In einer Verringerung der Verunreinigungen liegt denn auch das wesentliche Verbesserungspotential für zukünftige Anlagen.

4.3 Lehren aus der Stilllegungsplanung

Für den AVR ist zunächst die Genehmigung nach § 7 Atomgesetz für den sicheren Einschluß beantragt. Bis auf die Entladung der BE bleibt der eigentliche Reaktor dabei erhalten. Die AVR ist aber bestrebt, die Anlage vollständig zu beseitigen, und es werden erste Überlegungen dazu angestellt. Es zeigt sich dabei, daß der Aufbau des AVR für seinen Abbau nicht günstig ist. Besondere Probleme bereiten die Entfernung des schweren Dampferzeugers sowie der keramischen Kerneinbauten. Bei zukünftigen Anlagen sollte der einfache Abbau von vornherein in die Konzeption miteinbezogen werden. Die Festinstallation eines Portalkrans, mit dem, wie auch sonst in der Reaktortechnik üblich, von oben auf- und nach oben abgebaut werden kann, erscheint als sinnvolle Lösung.

Es ist z.Z. noch unklar, ob die Graphit- und Kohlesteinblöcke sich einfach lösen lassen, oder ob - bedingt durch Verdübelungen oder Verspannungen innerhalb der die Blöcke umgebenden metallischen Reaktorschalung - Trennverfahren an-

gewendet werden müssen. Es wäre viel einfacher für den Abbau, wenn die einzelnen Ringlagen mit Spannrings gehalten und nur soweit in senkrechter Richtung verstiftet wären, wie es für die Zentrierung einer Ringlage erforderlich ist. Eine ähnliche Technik mit Einzelsegmenten und Spannringshalterung würde auch den Abbau des schweren thermischen Schildes wesentlich erleichtern. Darüber hinaus sollten alle Bauteile, die als Ganzes entfernt werden können, mit Aufnahmeeinrichtungen für Handlungswerkzeuge versehen sein. Für biologische Abschirmungen erscheinen lose Schüttungen, wie der Bio-Schild I des AVR, für den Abbau günstiger als Beton. Dies gilt allerdings nur dann, wenn für das Schüttgut von vornherein Abbläsvorrichtungen vorgesehen werden.

5. Der AVR und die Brennelemententwicklung

Der AVR war in seinem über 20jährigen Betrieb das Testbett aller Entwicklungen auf dem Gebiet der kugelförmigen Brennelemente mit beschichteten Brennstoffteilchen. Die Massentests unter wirklichen HTR-Bedingungen erwiesen sich als unverzichtbarer Bestandteil der Qualifizierung der BE, besonders deshalb, weil die Brennstoffteilchen im Reaktor ein weit günstigeres Verhalten zeigten, als in Bestrahlungsversuchen in Forschungsreaktoren. Das Verhalten der BE wurde sowohl integral durch Messung der im Kühlgas vorhandenen Aktivität edelgasförmiger und fester Spaltprodukte als auch durch eingehende Nachuntersuchung einzelner aus dem Reaktor abgezogener BE untersucht. Die wesentlichsten Ergebnisse sind:

- Die Freisetzung edelgasförmiger Spaltprodukte ist außerordentlich gering und praktisch nur durch die herstellungsbedingte Schwermetallverunreinigung im BE-Graphit bestimmt. Diese Verunreinigung wurde im Laufe der Zeit immer weiter herabgesetzt, und in den letzten Betriebsjahren ist die Kühlgasaktivität durch Entnahme älterer Brennelemente stark zurückgegangen.
- Die Freisetzung fester Spaltprodukte ist ebenfalls gering. Die Erhöhung der mittleren Kühlgasaustrittstemperatur von 850 °C auf 950 °C im Jahre 1974 führte allerdings bei den im Abbrand schon weiter fortgeschrittenen BE mit karbidischem Brennstoff zu erhöhter Strontium-Freisetzung.
- Die BE mit oxidischem Brennstoff, gleichgültig, ob hoch- oder niedrigangereichert, zeigen auch bei sehr hohen Temperaturen wenig Freisetzung; ein Versuch mit Temperaturmeßkugeln im 950 °C-Betrieb ergab immerhin Brennstoffspitzentemperaturen von > 1.300 °C. Die gute Rückhaltefähigkeit bleibt auch bei sehr hohen Abbränden von > 100 % fälschlicherweise erhalten.

- Die zusätzliche SiC-Schicht der TRISO-Brennstoffteilchen dient der Verbesserung der Spaltproduktrückhaltung bei Störfalltemperaturen. Unter den Bedingungen des AVR konnte eine Verbesserung durch diese Zusatzschicht nicht nachgewiesen werden.
- Während ihres Reaktoraufenthalts verlieren die BE etwa 0,3 % ihrer Masse durch chemische Reaktion des Graphits mit den Kühlgasverunreinigungen Wasser und CO₂. Den Wassereinbruch im Jahre 1978 haben die BE ohne nennenswerte Beeinträchtigungen überstanden.

6. Demonstration des günstigen Sicherheitsverhaltens

Bereits in den frühen siebziger Jahren wurden am AVR im Rahmen eines Versuchs im Vollastbetrieb die Kühlgasgebläse ausgeschaltet, die Hauptpaßklappen geschlossen und die Abschaltstäbe dabei in ausgefahrener Stellung belassen (deshalb auch 'Vierstabklemmversuch'). Der Reaktor schaltete sich ab, wurde nach etwa einem Tag bei immer noch gezogenen Stäben wieder kritisch und pendelte sich auf eine thermische Leistung von einigen hundert kW ein. Dies zeigte eindrucksvoll, wie der Reaktor sich selbst stabilisiert und praktisch nur die Leistung produziert, die ihm über die Wärmeableitung nach außen abverlangt wird. Wichtiger noch ist aber die Erkenntnis, daß sich der Reaktor bei einer Störung der Kühlung abschaltet und die Nachzerfallsleistung über rein passive Mechanismen abgeführt wird, ohne daß dabei im Brennstoff oder im Strukturmaterial unzulässig hohe Temperaturen auftreten. Dies erklärt sich aus der niedrigen Leistungsdichte und hohen Wärmekapazität des Reaktorkerns und insbesondere dadurch, daß, bedingt durch den Zwangsdurchsatz des Kühlgases, im Leistungsbetrieb große Teile des Kerns relativ kalt sind, die dann im Störfall große Wärmemengen zwischenspeichern.

Daß die rein passive Wärmeabfuhr auch beim Kühlmittelverlust funktioniert, wurde 1988 in einem Großversuch demonstriert. Der Reaktor wurde im druckentlasteten Zustand angefahren und auf Betriebstemperatur gebracht. Dann wurden die Kühlgasgebläse abgeschaltet und anschließend die Nachzerfallsleistung im richtigen zeitlichen Verlauf durch Kernspaltleistung simuliert. Es zeigten sich die schon vom Vierstabklemmversuch her bekannten Temperaturverläufe, und die Auswertung der für diesen Versuch in den Kugelhaufen eingewälzten Temperaturmeßkugeln ergab eine maximale Kerntemperatur von ca. 1.090 °C.

7. Schlußbetrachtung

Das Experiment AVR ist gelungen. Durch den langjährigen Betrieb der Anlage wurde eine Fülle wertvoller Erfahrungen und Erkenntnisse gewonnen, welche die in das System gesetzten Erwartungen voll bestätigt, ja zum Teil noch übertroffen haben. Die weltweit bisher höchste erreichte Kühlmitteltemperatur von 950 °C demonstriert, daß der HTR außer Strom auch Prozeßwärme bei hoher Temperatur liefern und damit breiter eingesetzt werden kann.

Der Versuchsreaktor der AVR markiert nicht nur den Beginn einer technischen Innovation, er bildet gleichzeitig die gesicherte Basis für die Auslegung künftiger Hochtemperatur-Reaktoren kleiner Leistung, wie z.B. des HTR-Moduls von Siemens und ABB. Dieser ganz andere Weg zur Nutzung der Kernenergie mit seinen unbestreitbaren Sicherheitsvorteilen hat das Potential einer kerntechnischen Revolution.

8. Literatur

- /1/ Die Atomwirtschaft, Heft 5/1966
- /2/ J. Engelhard, Abschlußbericht über die Errichtung und den Anfahrbetrieb des AVR-Versuchskernkraftwerkes, Forschungsbericht K 72-23, BMBW, Dez. 1972
- /3/ VDI-Gesellschaft Energietechnik, AVR - 20 Jahre Betrieb, VDI-Bericht 729 (1989)

Bau, Betrieb und Stilllegung des THTR 300

Erfahrungen und ihre Bedeutung für weitere kerntechnische Entwicklungen

Klaus Knizia Rüdiger Bäumer

Das Projekt THTR 300 ist zu Beginn der 70er Jahre auf Initiative der Öffentlichen Hand - insbesondere auf Betreiben des Landes Nordrhein-Westfalen - zustande gekommen.

Das Ziel des Projektes war die Fortführung der Entwicklung der Hochtemperatur-Reaktor (HTR)-Linie. Als erster Schritt bei dieser Entwicklung war zu diesem Zeitpunkt der Bau und die Inbetriebnahme des Versuchskraftwerkes AVR in Jülich erfolgreich beendet worden. Mit dem THTR-300 sollte die nächstgrößere Stufe in der Entwicklung der HTR-Kraftwerke realisiert werden.

Die Betreibergesellschaft HKG, ein Zusammenschluß von 6 Energieversorgungsunternehmen, wurde Mitte 1970 gegründet. Gegenstand des Unternehmens ist die Planung, Finanzierung, Bau und der Betrieb eines Hochtemperatur-Kernkraftwerkes, um mit diesem Prototyp die technische Eignung und die Wirtschaftlichkeit eines HTR-Kraftwerkes für die öffentliche Stromerzeugung zu erproben.

Unter der Prämisse einer Gleichstellung bezüglich Investitions- und Betriebskosten mit einem LWR-Kraftwerk, kam es 1970 zu der Vereinbarung für die Projektdurchführung zwischen Bund, Land und HKG. Aufbauend auf die Entwicklungsarbeiten in der Kernforschungsanlage Jülich und auf die Erfahrungen nach Betriebsaufnahme des AVR wurde das Projekt THTR 300 begonnen.

Der Schritt vom AVR zum THTR 300 war leistungsmäßig wie auch technologisch ein bedeutender, mutiger Schritt. Die Planungsbasis des AVR mußte häufig verlassen und neue Konzepte mußten entwickelt werden. Beispiele hierfür sind der Reaktorspann beton-Druckbehälter, die in den Kugelhaufen einfahrenden Abschaltstäbe, die seitliche neben dem Core liegende Anordnung der Dampferzeuger.

Eine Analyse des Projektablaufes dokumentiert, daß die ursprüngliche Planung mit fortschreitender Abwicklung immer mehr verlassen werden mußte. Die durch sich ändernde Forderungen im Genehmigungsverfahren:

- Einwirkungen von Außen:
Flugzeugabsturz, Druckwelle, Erdbeben, Objektschutz

- Einwirkungen von Innen:
Beherrschung spontaner Rohrbrüche und Behälterversagen
- Neue Vorschriften:
BMI-Kriterien, RSK-Leitlinien, Einfehlerkriterium, KTA-Regeln, Strahlenschutzverordnung
- Sonstige Forderungen:
insbesondere ständige Anpassung an den fortschreitenden "Stand von Wissenschaft und Technik"

notwendigen Änderungen sowohl am Gesamtkonzept, als auch an einzelnen Komponenten bewirkten, daß der Schwerpunkt der Planungsarbeiten immer stärker in den Bereich Forschung und Entwicklung rückte.

Die Auswirkungen auf die Terminentwicklung waren erheblich und auch ungewöhnliche Maßnahmen wie die Durchführung der Kernbeladung und der Beginn der nuklearen Nullenergieversuche parallel zu den Restmontagen im Sekundärbereich konnten nicht verhindern, daß sich der vertragliche Übergabetermin vom 01.03.1977 auf den 01.06.1987 verschob.

Der Ablauf der Inbetriebnahme erstreckte sich über einen Zeitraum von fast vier Jahren (August 1983 bis Juni 1987) bis zum Abschluß des Probetriebes und Übernahme des Kraftwerkes und beinhaltete eine Vielzahl von kleinen, sorgfältig kontrollierten Anfahrschritten, bei denen der Forschungscharakter in seinem vollen Ausmaß zum Tragen kam. Diese äußerst sorgfältig und dem Charakter des Prototyps und der Forschungsanlage angemessene Abwicklung der Inbetriebnahme läßt sich auf sechs Eckdaten zurückführen:

Beginn:	30.08.1983
Erste Kritikalität:	13.09.1983
Erstmals nukleare Leistung:	06.09.1985
Erste Stromlieferung:	16.11.1985
Erstmals 100 %-Leistung:	23.09.1986
Übernahme durch HKG:	01.06.1987

Die während der Betriebszeit erzielten Betriebsergebnisse nach 16 410 Reaktorbetriebsstunden und 2.891.000 MWh Stromerzeugung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Zeitausnutzung der Anlage betrug

in 1987	61 %
in 1988	52 %
- Die Verfügbarkeitseinschränkungen der Anlage waren durch die erschwerte Handhabung mit der Beschickungsanlage und durch die umfangreichen Untersuchungen der Heißgaskanal-Isolierungen hervorgerufen. Die Beschickungsan-

lage wurde Ende 1987 ertüchtigt. Die Ergebnisse der Heißgaskanal-Untersuchungen hätten einen uneingeschränkten Weiterbetrieb der Anlage zugelassen. Weitere Verbesserungen bei der Optimierung von Grenzwerteinstellungen und beim Regelverhalten konnten die unplanmäßigen Abschaltungen stark reduzieren. Vorstehende Maßnahmen berechtigten zu der Hoffnung, daß - hätte der Betrieb fortgesetzt werden können - sehr schnell Verfügbarkeiten oberhalb von 70 oder 80 % erreicht worden wären.

- Die Bestätigung der gutmütigen sicherheitstechnischen Eigenschaften.

Die positiven sicherheitstechnischen Eigenschaften sind gekennzeichnet dadurch, daß der Reaktorkern bei allen Regelvorgängen immer stabil reagiert hat. Schwingungen in der Leistungsverteilung traten nie auf. Der Temperaturkoeffizient des THTR ist in allen Leistungsbereichen negativ. Durch Versuche konnten sowohl die Berechnungen als auch die positiven Erfahrungen, die auf diesem Gebiet beim AVR gemacht wurden, bestätigt werden; sie zeigten den erwartet langsamen Verlauf von Reaktivitätsvorgängen.

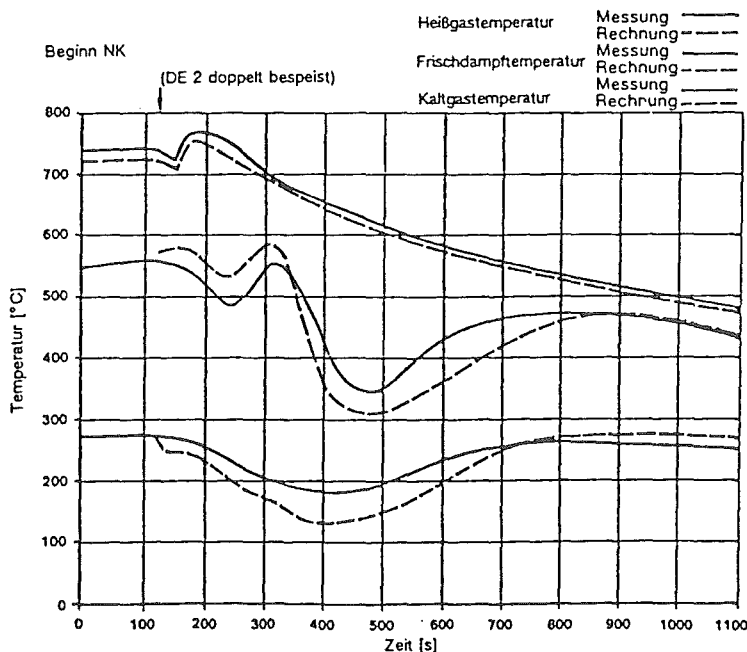
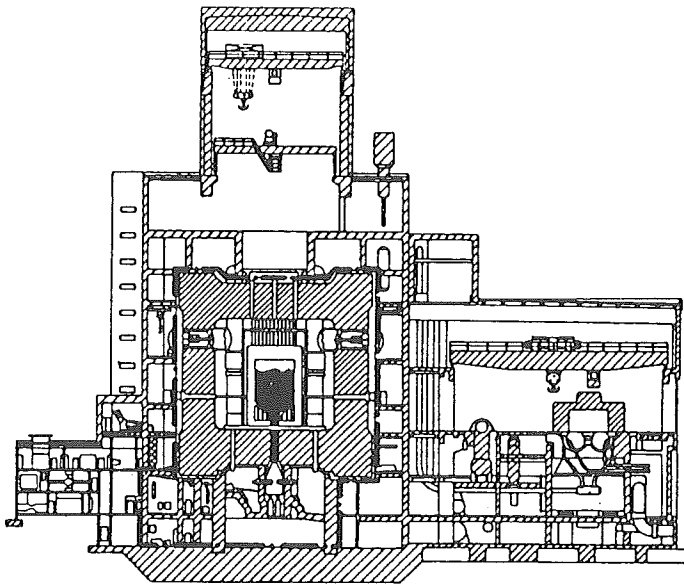


Abb. 1: Reaktorschnellabschaltung mit Nachkühlprozedur aus 82 %-Leistung - Vergleich der Temperaturverläufe nach Berechnung und Messung

tion und -strahlung reicht aus, um die entstehende Nachzerfallswärme aus dem Reaktorcore abzuführen. Der Primärkreis ist druckentlastet und mit Stickstoff gefüllt, die Abschaltstäbe sind voll eingefahren und verriegelt. Einzelne Systeme werden sukzessive stillgesetzt.

Mit Beginn des **zweiten Schrittes** - der Coreentladung - werden erstmals Arbeiten in Angriff genommen, die einer neuen atomrechtlichen Genehmigung bedürfen. Die Coreentladung ist Voraussetzung für die Herstellung des sicheren Einschlusses; ihre Durchführung bringt die Anlage in einen Zustand der weitgehenden Brennstofffreiheit. Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens mußte durch umfangreiche Berechnungen und Versuche der Nachweis erbracht werden, daß während des Entladevorganges der im Genehmigungsantrag festgeschriebene k_{eff} -Wert unter 0,95 eingehalten wird. Dazu muß eine gezielte Zugabe von ca. 7000 Absorberkugeln erfolgen. Versuche im Maßstab 1 : 1 befaßten sich mit der Biegebelastung der im Kugelhaufen eingefahrenen Abschaltstäbe während der Coreentladung.

Durch eine eigenentwickelte Corebesichtigungseinrichtung wird die Möglichkeit gegeben, das Verhalten des Kugelhaufens und der Stäbe zu verfolgen und den Nachweis der weitgehenden Brennstofffreiheit des Cores nach Entladung zu lie-



--- Bereich des sicheren Einschlusses

Abb. 3: Konzept für den sicheren Einschluß

fern. Diese Beispiele unterstreichen den prototypischen Charakter der Arbeiten zur Stilllegung.

Der **dritte Schritt** im Stilllegungsverfahren beinhaltet die Herstellung des sicheren Einschlusses. Er ist dadurch gekennzeichnet, daß die radioaktiven Reststoffe von der Umwelt abgeschlossen werden und der Anlagenbereich, in dem diese eingeschlossen sind, überwacht wird. Gleichzeitig werden einzelne Gebäude mit darin enthaltenen Anlagenteilen aus dem Geltungsbereich des Atomgesetzes und der Strahlenschutzverordnung entlassen, so daß lediglich die Reaktorhalle, das Reaktorbetriebsgebäude und das Reaktorhilfsgebäude zur sicher eingeschlossenen Anlage THTR 300 gehören (Abb. 3). Die geplante Einschlußdauer beträgt 30 Jahre.

Zusammenfassung

Der THTR hat eine schwierige, zeitaufwendige Errichtungsphase von 1972 bis 1986 hinter sich gebracht. Es wurde ein prototypisches Genehmigungsverfahren durchgeführt. Bis heute konnte die Anlage immer dem technisch aktuellen Stand angepaßt werden; dies ist Ausdruck der hohen Flexibilität, die in der Hochtemperaturtechnik liegt. Aus der Errichtung hat die HKG die Kenntnis gewonnen, daß bei Folgeanlagen das vorrangige Ziel darin liegen muß, vor Baubeginn ein abgeschlossenes Genehmigungsverfahren zu haben, weil nur dann die Bauzeiten kalkulierbar werden.

Die kurze Betriebszeit von 1986 bis 1988 hat das Konzept des THTR bestätigt. Optimierungsmöglichkeiten für Folgeanlagen wurden aufgezeigt.

Die technologischen Möglichkeiten, die in der Hochtemperaturreaktorlinie stecken, sind nach wie vor technisch und wissenschaftlich unbestritten, sei es für die Erzeugung von Wasserstoff oder die Bewältigung des CO₂-Problems. Die in Studien konzipierte Symbiose von nuklearer und fossiler Energie über den Hochtemperaturreaktor ist eine Option für eine umweltschonende Energieversorgung für die Zukunft.

Es wird alles darauf ankommen, ob es gelingt, zur Überwindung einer mehrjährigen Durststrecke in der Nutzung der HTR-Technik, die durch Errichtung und Betrieb des THTR gewonnenen Kenntnisse bei den sachkundigen Ingenieuren in den Forschungszentren, beim Betreiber und Hersteller zu erhalten. Die mehrjährige Stilllegungsphase ist ein erster Schritt in diese Richtung und bedeutet nicht das Ende der Linie des Hochtemperaturreaktors, sondern sollte nach Auswertung aller Kenntnisse aus dem THTR-Betrieb Startpunkt sein für einen neuen internationalen Anlauf für diese zukunftsreiche Entwicklung.

Komponentenerprobung in der HTR-Entwicklung

Josef Schöning, Walter Theymann, Winfried Wachholz

1. Ausgangsbasis für die Entwicklung

Der HTR ist ein Reaktor, der sich technisch und sicherheitstechnisch von anderen Reaktorkonzeptionen deutlich unterscheidet. Seine Auslegung und Konstruktion wird im wesentlichen beeinflusst durch:

- **hohe Kühlmitteltemperatur und damit hohe Temperaturbeanspruchung für die Primärkreiskomponenten mit den Dehnungs-, Relaxations- und Krieeffekten der Werkstoffe**
- **He-Atmosphäre mit ihren Dichtigkeits-, Reib- und Verschleißproblemen für die mechanischen Komponenten**
- **die Auslegung aller Primärkreiskomponenten für die gesamte Lebensdauer aufgrund der integrierten Bauweise im Reaktordruckbehälter**
- **teilweise hohe Strahlenbelastung für die im Primärkreis eingesetzten Materialien, die den mechanischen Belastungen überlagert werden.**

Diese speziellen Randbedingungen erforderten neue Komponentenkonzeptionen, die entsprechend den spezifischen Anforderungen entwickelt und erprobt werden mußten, da es für die Primärkreiskomponenten nur wenige Vorläufer aus der konventionellen Technik gab.

Die Neuentwicklung mußte systematisch angegangen werden, um alle Probleme zu erfassen und zu lösen und damit für künftige Projekte alle technischen und kommerziellen Risiken auszuschließen. Sie besaßen einen hohen Stellenwert, verbunden mit dem notwendigen Zeit- und Kostenaufwand.

Die Entwicklung und Erprobung umfaßte:

- **Werkstoffe (Hochtemperaturstähle, keramische Werkstoffe und Spannbeton)**
- **das Verhalten von Bauteilen, Komponenten und Prototypen unter allen Betriebs- und Störfallbedingungen und voller Lebensdauerbelastung**
- **Fertigungs- und Errichtungstechniken.**

Der Umfang, die Tiefe und die Systematik der Forschung und Entwicklung wird am Beispiel der Corestäbe und Antriebe demonstriert (Abb. 1).

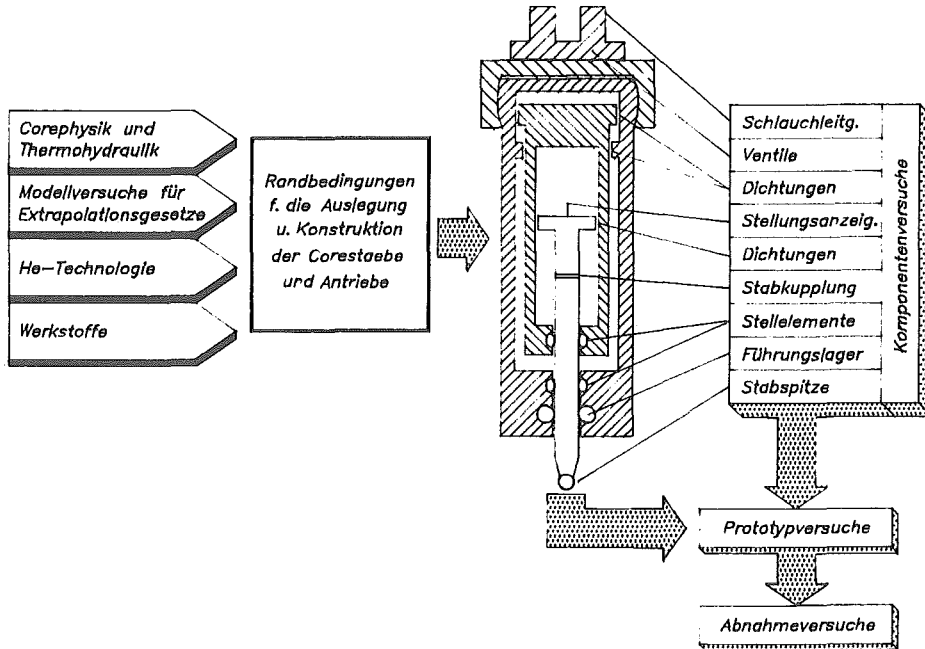


Abb. 1 Entwicklung der Corestäbe und Antriebe

2. Wesentliche Neuentwicklungen

2.1 Corestäbe und Antriebe

Die Randbedingungen für die Konstruktion mußten definiert, quantifiziert und aus der Corephysik hergeleitet werden, dabei wurden die thermohydraulischen Bedingungen aus dem Kugelhaufencore berücksichtigt. Die mechanischen Belastungen wurden aus einer Serie von Modellversuchen ermittelt, die alle Betriebsfälle abdeckten. Die theoretische Grundlage hierfür bildete ein Exponentialansatz mit dem die drei wesentlichen Parameter - Maßstabfak-

$$f_R = f_M \cdot \frac{m_R^\alpha}{m_M^\alpha} \cdot \frac{\mu_R^\beta}{\mu_M^\beta} \cdot \frac{\gamma_R^\epsilon}{\gamma_M^\epsilon}$$

f: Einfahrkraft
m: Maßstab
 μ : Reibungskoeff.
 γ : spez. Gewicht

Ind. M: Modellwerte
Ind. R: Reaktorwerte

tor, Reibung und spezifisches Kugelgewicht - beschrieben wurden. Die Experimente wurden mit verschiedenen Geometrien unter Variation des Maßstabes bestimmt. Weiterhin wurden die speziellen Aspekte der He-Technologie überlagert.

Die Hauptbauteile wie Ventile, Kupplungen, Halte- und Transportelemente etc. wurden parallel getestet, um sie für die spezifischen Anforderungen zu qualifizieren. Das gesamte System wurde optimiert, als Prototyp hergestellt und unter Betriebsbedingungen und voller Lebensdauerbelastung getestet.

Die Besonderheiten dieser Entwicklung waren:

- die konstruktive Lösung des pneumatischen Doppelantriebs für schrittweise langsames oder kontinuierliches schnelles Einfahren mit den speziellen Transport- und Halteelementen sowie die Ausbildung der konkaven Stabspitze, mit der beim Eintauchen in den Kugelhaufen ein Brennelement (BE) eingefangen und mechanisch gut gebettet wird. Mit dieser temporären Graphitspitze werden dann beim weiteren Einfahren der Absorberstäbe günstige Belastungsverhältnisse für die BE geschaffen.
- die Beherrschung der Reibprobleme, d.h. Verringerung der Stabkräfte zur Verminderung der mechanischen Belastung der BE durch das NH_3 als Schmiergas. Die Verminderung des Reibwertes erfolgt um den Faktor 3 (von 0,45 auf 0,15) bei sehr niedrigen Partialdrücken des NH_3 von 10^{-3} bar.

2.2. Spannbetondruckbehälter (SBB)

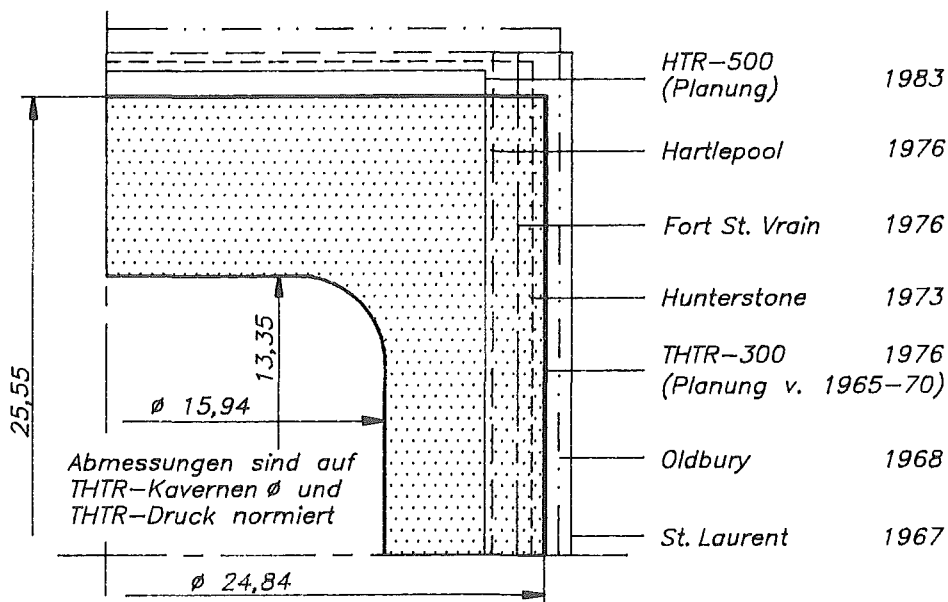
Mit dem THTR wurde erstmals in Deutschland ein Reaktordruckbehälter aus Spannbeton errichtet. Die Behälterkonzeption beruht auf den Erfahrungen einer international betriebenen jahrzehntelangen Entwicklung und stellt eine ausgereifte Konstruktion dar.

Der Zwang zum SBB ergab sich durch die großen Behälterabmessungen gasgekühlter Reaktoren mit integrierten Primärkreiskomponenten. Mit diesen Abmessungen lassen sich Stahldruckgefäße technisch/wirtschaftlich nicht realisieren. Diese Konzeption, aus der Not geboren, erfüllt in idealer Weise alle Anforderungen aus dem Kraftwerksprozess und bietet wirtschaftliche, sicherheitstechnische und betriebliche Vorteile.

Die Kombination verschiedener Disziplinen Bautechnik, Maschinen- und Apparatebau zu einer Funktionseinheit führt zu einer optimalen Lösung dadurch, daß den einzelnen Bauelementen entsprechend ihren spezifischen Eigenschaften getrennte Teilfunktionen übertragen werden,

- die Druckfunktion übernehmen die Spannkabel,
- die Dichtfunktion die metallische Innenauskleidung (Liner) und
- die Abschirmfunktion der Beton.

Zu Beginn der Planungsarbeiten gab es für ein räumliches Kontinuum keine hinreichend zuverlässigen Berechnungsverfahren, die den erforderlichen Sicherheitsansprüchen an die Konstruktion genügten. Es wurden numerische Rechenverfahren entwickelt mit denen Behälterausschnitte im Detail und das Tragverhalten des Gesamtbehälters global behandelt werden konnten. Zur Ergänzung wurde ein physikalisch ähnliches Modell im Maßstab 1:5 gebaut und meßtechnisch erprobt. Inzwischen sind Berechnungsprogramme basierend auf 3-dimensionalen finiten Elementen entwickelt, die die Berechnung von Spannbetondruckbehältern für alle Betriebszustände bis hin zum Bruch erlauben. Es werden dabei sowohl die fortschreitende Rißbildung als auch die zeitlichen und temperaturabhängigen Materialwerte des Beton erfaßt. Aber auch hier erfolgte die Absicherung durch Versuche mit Ganzkörpermodellen im verkleinerten Maßstab.



Vergleich der Betonfestigkeit für THTR-300 und HTR-500 bei verschiedenen Temperaturen:

- THTR-300 : Raumtemperatur = 42 N/mm^2
200 °C = 8 N/mm^2
- HTR-500 : Raumtemperatur = 51 N/mm^2
200 °C = 40 N/mm^2

Abb. 2 Vergleich verschiedener Spannbetondruckbehälter gasgekühlter Reaktoren mit Fertigstellungsterminen

Für den SBB wurde ein umfassendes Versuchsprogramm durchgeführt das neben der Realisierbarkeit auch die Optimierung dieser Konstruktion zum Ziele hatte. Die Schwerpunkte dieser Forschung und Entwicklung waren:

- **Verbesserung der Werkstoffeigenschaften**
- **Vertiefung der Werkstoffkenntnisse**
- **Festschreiben realistischer Auslegungsbedingungen**
- **Erstellung wirklichkeitsnaher Berechnungsverfahren.**

Bemerkenswerte Ergebnisse wurden bei Betonsorten aus Quarz- oder Basaltzuschlagsstoffen erzielt, die neben der hohen Festigkeit ($\beta_{C90} > 75 \text{ N/mm}^2$) im Bereich der Betriebstemperatur auch nur einen vergleichsweise geringen Festigkeitsabfall von ca. 25 % bei 250 °C hatten, wobei der maßgebende Einflußfaktor die Maximaltemperatur ist und die Temperatureinwirkung wie auch die Temperaturzyklen nur unwesentlich Einfluß hatten.

Mit den Entwicklungsergebnissen läßt sich heute eine technisch und sicherheitstechnisch optimierte Konstruktion auf einer wirtschaftlichen Basis realisieren. Der Entwicklungsfortschritt wird aus Abb. 2 besonders deutlich, bei der 6 verschiedene SBB von gasgekühlten Reaktoren von den ersten Anfängen bis heute mit ihren Abmessungen auf THTR-Kavernendurchmesser und -druck normiert wurden.

2.3 Graphitreflektor

Als Umschließung des Reaktorkerns nimmt die Graphitstruktur alle Kräfte aus dem Kugelhaufen auf, die aus dem Kugelfließen, dem Druckabfall und Stabeinfahren resultieren und zu mechanischen, thermischen, chemischen und strahlungstechnischen Belastungen führen. Als wesentliche Anforderungen an die Konstruktion muß gelten, daß:

- mechanische Primärlasten nur zu Druckbeanspruchungen führen,
- das Versagen einzelner Blöcke die Integrität des Gesamtaufbaues nicht beeinträchtigt,
- Toleranzen so behandelt werden, daß keine Zwangskräfte auftreten und
- thermische Wechseldehnungen reversibel von der Konstruktion aufgenommen werden.

Diese Aufgabe wurde durch einen Reflektoraufbau aus vielen Einzelblöcken gelöst.

Mit Reflektormodellen unterschiedlicher Größe wurde die Auslegung optimiert und dann verifiziert.

- **Für abdeckende Stabeinfahrprozeduren und -konfigurationen auch beim Kugelumwälzen wurden die Maximalkräfte auf einen Seitenreflektor-**

block bestimmt, die 10 kN nicht überschreiten. Die Belastungen im Kernboden sind gering.

- Die Reversibilität der Kernbodenbewegungen unter abdeckenden Aufheiz- und Abkühlbedingungen wurde für die gewählte Vorspannung nachgewiesen.
- Die Pendelstützen, die die unterschiedlichen Bewegungen von Boden- und Seitenreflektor kompensieren, wurden Lebensdauertests erfolgreich unterworfen.

Im Neutronenhochflußbereich des Seitenreflektors wurden Blöcke mit aufgelöster Oberflächenstruktur vorgesehen (Abb. 3), um die aus den thermischen und strahlungsinduzierten Materialschäden resultierenden Zugspannungen auf das zulässige Maß zu begrenzen. Die Nachweise wurden mit verifizierten Rechenprogrammen geführt. Zusätzlich wurden an Modellen unterschiedlichen Maßstabes seismische Tests durchgeführt. Die Ergebnisse wurden mit parallel entwickelten Rechencodes nachgerechnet. Das gutmütige Verhalten des Kugelhauens und die Stabilität des Vielblockaufbaues wurde durch experimentelle und numerische Untersuchungen nachgewiesen.

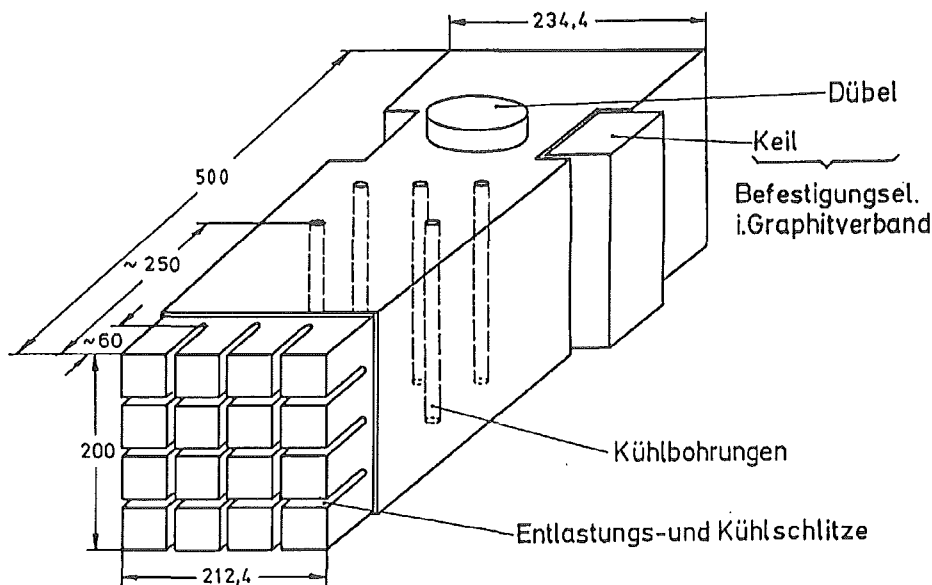


Abb. 3 Optimierte Blockgeometrie im Hochdosisbereich

2.4 Kühlgasgebläse

Die Weiterentwicklung der Gebläselagerung von bisher Öl- zu Magnetlagern bietet neben der erhöhten Sicherheit durch den vollständigen Wegfall des Öl-

Kreislaufes auch wirtschaftliche Vorteile. Die Verwendung von solchen aktiven magnetischen Lagern in schweren Komponenten erfordert aber einen besonderen Entwicklungsbedarf. Neben dem Test eines Gebläses im Maßstab 1:1 einschließlich seiner Umfeldkomponenten und Elektronik muß ein spezieller Aspekt im sicheren Auslaufen des Gebläses bei Energieausfall untersucht werden. Für diesen Zweck ist ein mechanisches Fanglager vorgesehen, dessen Funktion und Lebensdauer in einem speziellen Teststand untersucht wurde. Fanglager sind ungeschmierte Kugellager, die unter Normalbetrieb nicht in Betrieb sind, aber bei Stromausfall einen sicheren Auslauf der Gebläse ohne Zerstörung der Magnetlager erlauben. Aufbauend auf den Ergebnissen der Tests und der so optimierten Fanglager kann erwartet werden, daß die mechanischen Fanglager in He-Atmosphäre über eine ausreichende Lebensdauer und Anzahl von Gebläseabwürfen bestehen können.

2.5 BE-Beschickungsanlage

Im Gegensatz zu anderen Reaktortypen ermöglicht das kugelförmige BE eine kontinuierliche Zugabe und Entnahme von Brennstoff während des Reaktorbetriebes.

Die mechanischen Funktionselemente der Beschickungsanlage haben dabei eine Vielfalt von Aufgaben bei hohen Zyklenzahlen zu erfüllen, resultierend aus der großen Anzahl einzeln zu behandelnder BE. Die Sicherstellung der Funktionen mußte sowohl für das Einzelelement wie auch für das Zusammenspiel aller Elemente als Gesamtkreislauf erprobt werden, wobei besondere Phänomene - wie Brückenbildung, Kugelrolleffekt, Rohrverstopfung - beim Kugeltransport, bei der Abscheidung von Kugelbruch und bei der Abbrandmessung zu lösen waren.

Neben den umfangreichen Versuchen in Luft- und He-Atmosphäre konnte der Nachweis der sicheren Funktion der Beschickungsanlage letztlich durch den THTR Betrieb erfolgen, wobei Kugelumwälzzahlen von ca. 2.000.000 erreicht wurden.

3. Zusammenfassung

Für das breite Anwendungsfeld des HTR sind alle dazu erforderlichen Primärkreiskomponenten entwickelt und ausreichende Kenntnisse aus Experimenten und Reaktorbetrieb über das grundsätzliche Verhalten für die Auslegung und Konstruktion vorhanden (s. Abb. 4).

Für spezielle Anwendungen sind von Fall zu Fall entsprechende Anpassungen vorzunehmen und insbesondere zur weiteren Verbesserung der Sicherheit sind noch Untersuchungen erforderlich.

	Untersuchungen analyt.	experiment.
Spannbetondruckbehälter (Liner, (Spannsystem, Isolierung, Beton)	ja	T, GM, B
Graphitreflektor	ja	T, GM, B
Heißgaskanal (metallische und keramische Ausführungen)	ja	T
Dampferzeuger einschließlich Gasführungen	ja	T
He-Gebläse - ölgelagert - magnetgelagert - gasgel.(kl.Leist.)		GP, B T B
Abschalteinricht. - Corestäbe - Reflektorst. - kl.Absorberkug.		T, GP, B T, GP, B T
BE-Beschickungsanlage		T,GM, B
He-Reinigungsanlage	ja	B

T = Teilkomponenten,
G = Gesamtkomponenten (GM = Modell, GP = Prototyp)
B = erprobt im Reaktorbetrieb

Abb. 4 Entwicklungsstand der HTR-Komponenten

4. Literatur

1. E. Arndt, J. Schöning, W. Wachholz, Design Status of the HTR 500 Power Plant, Nuclear Engineering and Design 121 (1990)
2. J. Schöning, W. Theymann, Graphit als Strukturmaterial für Hochtemperaturreaktoren, Atomkernenergie · Kerntechnik 43 (1983) Nr. 4
3. W. Theymann, G. Lange, C. Elter, State of Development of HTR Components, Atomkernenergie · Kerntechnik 91 (1987) Nr. 4
4. J. Schöning, C. Elter, G. Becker, Concrete Reactor Vessels for HTR's - building on German Experience, Nuclear Engineering International, Oct. 1984

Aspekte der Entsorgung des THTR 300

Günter Schroeder Günther Dietrich Wolfgang von Heesen

1. Ausgangssituation

Der Thorium-Hochtemperaturreaktor (THTR 300) in Hamm-Uentrop ist ein Forschungsprojekt unter gemeinsamer Trägerschaft der Bundesrepublik Deutschland, des Landes Nordrhein-Westfalen und der HKG. Er hat in den Jahren des Leistungsversuchsbetriebes die in ihn gesetzten Erwartungen an seine Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Innovationsfähigkeit für die Energieumwandlung erfüllt. Die Anlage THTR 300 wurde am 29.09.1988 zur planmäßigen Jahresrevision abgeschaltet. Bei der Revision wurden Beschädigungen an den Bolzen der Isolierbleche der Heißgaskanäle festgestellt. Ein Weiterbetrieb der Anlage THTR 300 war jedoch nach Meinung der Sachverständigen aus technischer Sicht vertretbar. Nach 10-monatiger Verhandlung über die Aufstockung des Risikobeteiligungsvertrages und langwierigen Verhandlungen über ein Wiederanfahren, wurde im September 1989 die Stilllegung der Anlage THTR 300 beschlossen, weil eine ausreichende bilanzielle Vorsorge für den späteren Stilllegungsaufwand und die finanzielle Abdeckung vorhandener Stillstandsrisiken nicht erreichbar war.

Die Anlage THTR 300 soll nach erfolgreich durchgeführtem Leistungsversuchsbetrieb stillgelegt und nach dem Abbau und Umbau von Anlagenteilen in den zeitlich befristeten sicheren Einschluß überführt werden. Auf dem Weg dahin ist die Entsorgung von maßgeblicher Bedeutung.

Gegenwärtig wird die Anlage im Rahmen der weiterhin gültigen Betriebsgenehmigung überwacht und gewartet. Die für diese Nachbetriebsphase nicht mehr benötigten Anlagenteile wurden zum Teil stillgesetzt; der Trockenkühlturm wurde abgerissen. Im Reaktorcore befinden sich gegenwärtig ca. 685.000 Betriebselemente, davon ca. 575.000 Brennelemente (BE). Die Abfuhr der Nachwärme aus diesen BE erfolgt ohne aktive Systeme. Die bisher aus dem Reaktorcore entladenen BE sind zum Brennelement-Zwischenlager Ahaus abtransportiert worden.

Folgende Aufgaben zur BE-Entsorgung sind durchzuführen:

- Beschaffung der Transport- und Lagerbehälter (TLB),
- Entladen des Reaktorcores,
- Beladen der Transport- und Lagerbehälter,
- Handhabung und Prüfung der TLB in der Anlage THTR 300,

- Transport zur Zwischenlagerung im Brennelement-Zwischenlager Ahaus,
- Herstellung des sicheren Einschlusses.

2. Stilllegung

Die Stilllegung der Anlage THTR 300 erfolgt in 4 Phasen, die zeitlich weitgehend nacheinander durchgeführt werden:

Phase 1 Überführung des Betriebes der Anlage THTR 300 aus dem Leistungsversuchsbetrieb in den Stillstandsbetrieb

Im Anschluß daran:

Phase 2 Reaktorcoreentladung

Phase 3 Herstellung des sicheren Einschlusses

Phase 4 Betrieb des sicheren Einschlusses

Die Phasen 2 bis 4 bedürfen einer atomrechtlichen Genehmigung nach § 7 (3) des Atomgesetzes. Für diese Phasen sind deshalb Sicherheitsberichte und ausführliche Antragsunterlagen zu erarbeiten und der atomrechtlichen Genehmigungsbehörde, dem Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes NRW, vorzulegen. Anders als bei Leichtwasserreaktoren oder Reaktoren mit stabförmigen Brennelementen wird schon für die Entladung der kugelförmigen Betriebselemente aus dem Reaktorcore der Anlage THTR 300 (Phase 2) eine atomrechtliche Genehmigung benötigt, da die atomrechtliche Genehmigung für den Leistungsversuchsbetrieb keine komplette Entladung des Reaktors als Betriebsvorgang vorsah.

Um die eigentliche Herstellung des sicheren Einschlusses der Anlage THTR 300 vornehmen zu können, muß die Entladung des Reaktorcores und der Abtransport der BE aus dem Betriebselementlager durchgeführt sein. Dies geschieht in Phase 2. Die Entladung erfolgt mit den gleichen Einrichtungen, die während des Leistungsversuchsbetriebes für das Umwälzen oder Abziehen der Betriebselemente aus dem Reaktorcore zur Verfügung standen. Durch die bis in die untere Endstellung eingefahrenen Abschaltssysteme und zusätzlich zuzugebende Absorberelemente wird das Reaktorcore in allen Entladezuständen sicher unterkritisch gehalten.

Der sichere Einschluß der Anlage THTR 300 wird in der Phase 3 hergestellt. Es ist vorgesehen, einzelne Gebäude mit ihren Anlagenteilen aus dem Geltungsbereich des Atomgesetzes und der Strahlenschutzverordnung zu entlassen. Der sichere Einschluß der Anlage THTR 300 ist dadurch gekennzeichnet, daß die radioaktiven Reststoffe zeitbefristet von der Umwelt abgeschlossen gelagert werden und der Anlagenbereich, in dem die radioaktiven Stoffe eingeschlossen sind, überwacht wird.

Die sicher eingeschlossene Anlage THTR 300 besteht nur noch aus drei Gebäuden:

- Reaktorhalle,
- Reaktorbetriebsgebäude und
- Reaktorhilfsgebäude.

In diesen Gebäuden wird der sichere Einschluß für radioaktive Stoffe durch Behälter oder Räume gebildet, der zur Überwachung der Dichtheit von der Hülle des sicheren Einschlusses umgeben wird.

3. Abgebrannte Brennelemente

Im Reaktorcore der Anlage THTR 300 befinden sich Anfang 1993 ca. 685.000 Betriebselemente. 84 Prozent davon sind Brennelemente, 11 Prozent Graphitelemente und 5 Prozent Absorberelemente. Darüber hinaus sind im internen Betriebselementlager schon ca. 240.000 Betriebselemente eingelagert. Sie alle sollen in Zwischen- und Endlager verbracht werden. Das interne Betriebselementlager dient als Pufferlager für die aus dem Core entladenen Betriebselemente.

Ab dem internen Betriebselementlager trennen sich die vorgeschriebenen Entsorgungswege. Die Brennelemente gehen zur Zwischenlagerung ins Brennelement-Zwischenlager Ahaus, bis sie zur Endlagerung in das Bundesendlager Gorleben verbracht werden können. Die Graphit- und Absorberelemente werden, da die Radioaktivität und Wärmeentwicklung gering ist, nach Einlagerungsbereitschaft des Bundesendlagers Konrad direkt dorthin gebracht.

4. Entladung des Reaktorcores

Von der Entladung des Reaktorcores bis zum Abtransport der Brennelemente sind die wichtigsten Handhabungsschritte:

1. Schritt

Den unteren Abschluß des Reaktorcores bildet das Kugelabzugsrohr. Durch dieses Rohr bewegen sich die Betriebselemente nach unten zur Sortieranlage, in der beschädigte Betriebselemente aussortiert werden. Die intakten Betriebselemente durchlaufen dann einen Meßreaktor, in dem über das von ihnen hervorgerufene Reaktivitätssignal ihr Typ registriert wird. Über drei geneigte Rohre rollen die Brennelemente, Graphitelemente und Absorberelemente getrennt in die jeweiligen THTR-Betriebselementbehälter.

2. Schritt

Die gefüllten THTR-Betriebselementbehälter werden fernbedient mit Deckel verschlossen und danach mit dem Kran in Lagerschächten des internen Betriebselementlagers abgestellt.

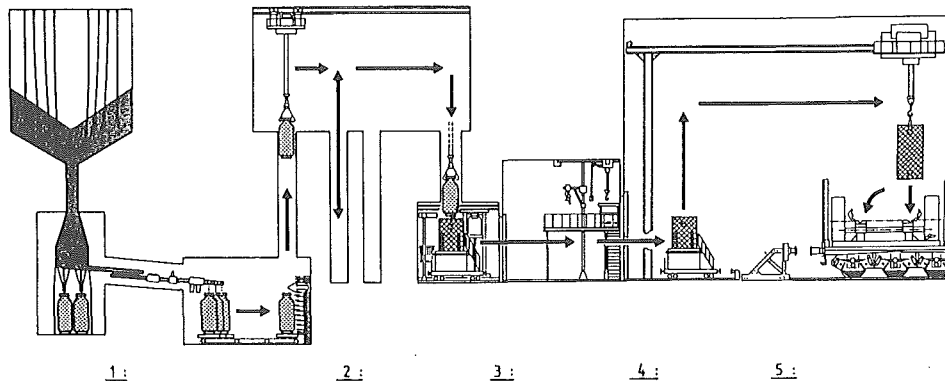


Abb. 4-1 Reaktorcoreentladung, Handhabung der kugelförmigen Betriebselemente

3. Schritt

Sobald die Freigabe der Aufsichtsbehörden für den Abtransport und die Annahme im Brennelement-Zwischenlager Ahaus vorliegen, wird mit dem Kran der ausgewählte THTR-Brennelementbehälter aus dem Lagerschacht gezogen und in den TLB vom Typ Castor THTR abgesetzt. Dies geschieht in der abgeschirmten Ladestation, die mit einer programmgesteuerten Maschine für das Verschließen des Castor THTR ausgerüstet ist. Die Bedienungsmannschaft überwacht diesen Vorgang hinter einem Bleiglasfenster.

4. Schritt

Nachdem in der Ladestation der Castor THTR mit seinem Primärdeckel dicht verschlossen ist, fährt der Schleusenwagen mit dem Castor THTR unter die Arbeitsbühne. Hier werden der Sekundärdeckel und die Schutzplatte mit ihren Dichtungen aufgesetzt und verschraubt. Die geforderte hohe Dichtheit des Primär- und Sekundärdeckels wird mit einer Leckagetesteinrichtung nachgewiesen. Behördlich beauftragte Sachverständige überwachen diese Tests.

5. Schritt

Wenn der Castor THTR alle Prüfungen bestanden hat, wird er mit dem Schleusenwagen aus dem Reaktorbetriebsgebäude unter den Verladekran gefahren und auf den Eisenbahnwaggon verladen. Die auf dem Waggon angebrachten Stoßdämpfer werden über das Kopf- und das Fußende des Castor THTR gefahren. Sie dienen

bei einem Unfall als wirkungsvolle Stoßabsorber. Nach Freigabe durch die Sachverständigen und Aufsichtsbehörden ist der Waggon abfahrbereit. Dem Castor THTR kommt also eine wichtige Funktion bei der Gewährleistung der Sicherheit zu.



Abb. 4-2 Vorbereitung des TLB auf der Arbeitsbühne

5. Transport- und Lagerbehälter Castor THTR

Der Castor THTR ist ein massiver Gußbehälter, der mit einem Primär- und Sekundärdeckel sowie einer Schutzplatte verschlossen wird. Der Behälter hat die Aufnahmekapazität für einen THTR-Betriebselementbehälter mit 2.100 Brennelementen. Das Deckelsystem ist so konstruiert, daß die vorgeschriebene Überprüfung und Überwachung auf Dichtheit auch nach der Beladung im THTR 300 und während der Lagerung im Brennelement-Zwischenlager Ahaus durchgeführt werden kann. Die Langzeitdichtheit wird durch jeweils eine Metall- und eine Kunststoffdichtung am Primär- und Sekundärdeckel gewährleistet. Transport- und Lagerbehälter vom Typ Castor haben sich für Leichtwasserreaktor-Brennelemente seit langem bewährt.

Kennzeichnende Daten des Castor THTR:

Höhe	2.780 mm
Durchmesser	1.380 mm
Gewicht mit THTR-Betriebselementbehälter	26.100 kg
integrale Dichtheit jedes der beiden Deckel	10^{-7} hPa l/s

Die Wirksamkeit der äußeren und wichtigsten Schutzbarriere ist in zahlreichen Tests bestätigt worden. Dazu sind an Prototypbehältern aufwendige Freifallprüfungen, Feuertests und Eintauchprüfungen durchgeführt worden. Erst wenn nach Auswertung aller Meßergebnisse die Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM) die erforderlichen Eigenschaften bestätigt, erhält der Transportbehälter durch das Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) einen Zulassungsschein. Der Castor THTR hat die geforderten Eigenschaften und ist zugelassen.

6. Transport und Zwischenlagerung

6.1 Zuständigkeiten und Genehmigungen

Da die Beförderung zwischen der Anlage THTR 300 und dem Brennelement-Zwischenlager Ahaus, die als Einrichtungen unterschiedliche Genehmigungsvoraussetzungen aufweisen, durchgeführt wird, ergeben sich folgende Genehmigungsbereiche und Zuständigkeiten:

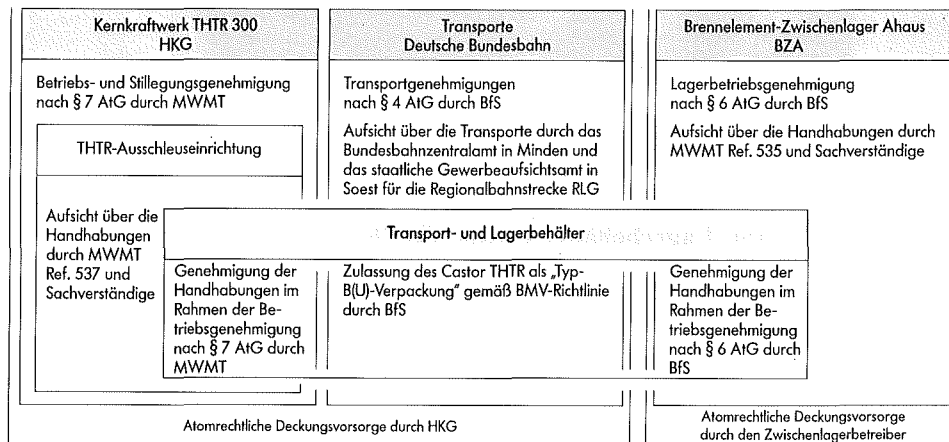


Abb. 6-1 Zuständigkeiten, Genehmigungen, Genehmigungsinhaber für den Transport der abgebrannten Brennelemente

Die atomrechtliche Genehmigung für die Anlage THTR 300.

Die Handhabung und Ausschleusung der Brennelemente ist Bestandteil der bestehenden Genehmigung zum Leistungsversuchsbetrieb der Anlage THTR 300 nach § 7 AtG und der beantragten Genehmigung für die Reaktorcoreentladung.

Die atomrechtliche Aufsicht wird vom Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Technologie des Landes Nordrhein-Westfalen (MWMT) ausgeübt.

Die verkehrsrechtliche Zulassung des Castor THTR.

Der Hersteller des Castor THTR beantragt die Zulassung bei dem gemäß § 23 AtG zuständigen Bundesamt für Strahlenschutz (BfS).

Die Zulassung des Castor THTR als sogenannte "Typ-B(U)-Verpackung" erfolgt nach positivem Gutachten durch das BfS gemäß der Gefahrgutverordnung (GGV) und den Richtlinien des Bundesministers für Verkehr (BMV).

Die atomrechtliche Genehmigung für die Beförderung.

Einzig zugelassener Beförderer ist die Deutsche Bundesbahn. Sie beantragt die Beförderungsgenehmigung nach § 4 AtG bei dem dafür zuständigen Bundesamt für Strahlenschutz. Dem Antrag sind detaillierte Angaben über die THTR-Brennelemente und den Transport- und Lagerbehälter Castor THTR beizufügen, die die sicherheitstechnische Beurteilung des Transportes zulassen.

Der Transport wird zudem von den Aufsichtsbehörden überwacht. Auf den Strecken der Deutschen Bundesbahn ist gemäß § 24 AtG dies das Bundesbahnenzentralamt in Minden, auf der von Uentrop nach Hamm zu befahrenden Regionalbahnstrecke der RLG das staatliche Gewerbeaufsichtsamt in Soest.

Die atomrechtliche Genehmigung für die Zwischenlagerung.

Mit den nach § 6 AtG vom BfS zu erteilenden Lagerbetriebs- und Aufbewahrungsgenehmigungen wird die Zwischenlagerung im Brennelement-Zwischenlager Ahaus gestattet. Zur Fortführung der 1987 erteilten Aufbewahrungsgenehmigung für abgebrannte Leichtwasserreaktor-Brennelemente ist ein Nachtrag für THTR-Brennelemente im März 1992 erteilt worden.

6.2 Einlagerung im Brennelement-Zwischenlager Ahaus

Im Brennelement-Zwischenlager Ahaus wird der Castor THTR aus dem Eisenbahnwaggon geladen und in der Lagerhalle abgestellt. Die Brennelemente selbst müssen nicht mehr umgeladen werden, sondern bleiben im Castor THTR, der jetzt als Lagerbehälter dient. Die Transport- und Lagerkette wird also nicht unterbrochen.

Die notwendigen Meß- und Überwachungseinrichtungen werden angeschlossen. Darüber hinaus geben Einrichtungen des Strahlenschutzes Auskunft über den Lagerzustand des TLB und der Brennelemente. Die Abschirmwirkung des Gebäudes und der Lagerbehälter selbst schützen die Bevölkerung vor jeglicher Gefährdung.

Die getroffenen Sicherheitsvorkehrungen gewährleisten den sicheren Einschluß der Brennelemente selbst bei Flugzeugabstürzen und anderen Einwirkungen von außen.

Die Brennelemente bleiben unter ständiger Überwachung im Brennelement-Zwischenlager Ahaus, bis sie zur Einlagerung ins Endlager freigegeben werden.

7. Ausblick

Der Stand der Arbeiten zur THTR-Entsorgung stellt sich wie folgt dar:

- Von 320 TLB sind ca. 300 beschafft worden. Die Beschaffung soll bis Ende des ersten Quartals 1993 abgeschlossen sein.
- 14 TLB sind beladen und zum Brennelement-Zwischenlager Ahaus abtransportiert worden.
- Weitere 15.000 Betriebselemente, die noch innerhalb der gültigen Betriebsgenehmigung entladen werden dürfen, werden im Frühjahr 1993 aus dem Reaktorcore abgezogen.
- Damit werden sechs weitere TLB beladen und nach Ahaus transportiert.

Zur Durchführung der Phase 2 der THTR-Stillegung wird die atomrechtliche Genehmigung für die Reaktorcoreentladung benötigt. Die Genehmigung wird etwa im ersten Halbjahr 1993 erwartet. Die Dauer der Coreentladung wird mit ca. einem Jahr veranschlagt.

Ausgewählte experimentelle und analytische Arbeiten zur Sicherheit von HTR

Jürgen Altes Werner Katscher Rainer Moormann

Einleitung

Die Arbeiten des ehemaligen Instituts für Nukleare Sicherheitsforschung (ISF) des Forschungszentrums Jülich (KFA), das 1990 mit dem Institut für Reaktorentwicklung (IRE) zum "Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik" (ISR) verschmolzen wurde, waren hauptsächlich analytischer Natur. Mit ihnen wurde das Störfallverhalten des HTR bis weit in den hypothetischen Unfallbereich hinein durchleuchtet, wobei nur in den Bereichen eigene Experimente durchgeführt wurden, in denen die erforderlichen Daten nicht oder nicht in ausreichendem Maße von externen Stellen zu erhalten waren.

Über zwei HTR-typische Gebiete, für die das zutraf und auf denen das ISF vertieft gearbeitet hat, soll im folgenden berichtet werden. Es sind dies

1. das Verhalten des Spannbetonbehälters größerer HTR bei unbegrenzten Coreaufheizstörfällen und
2. die Graphitkorrosion bei Störfällen mit massivem Luft- und Wassereinbruch in den HTR-Primärkreis.

1. Verhalten von Spannbeton-Reaktordruckbehältern bei Kernaufheizunfällen

1.1. Einleitung

Eine typische Komponente mittelgroßer und großer HTR ist der Druckbehälter aus Spannbeton, wie er auch beim THTR oder Fort St.Vrain-Reaktor verwendet wurde. Studien über die Sicherheit von Hochtemperaturreaktoren haben die große Bedeutung der bei einer Temperaturbeanspruchung eines Spannbeton-Reaktordruckbehälters sich ergebenden Prozesse für den Ablauf und die Auswirkungen von hypothetischen Unfällen insbesondere mit ungehinderter Kernaufheizung und Versagen der Linerkühlung aufgezeigt /1, 2/, deren Eintrittshäufigkeiten allerdings im Bereich unterhalb $10^{-7}/a$ liegen. Für den Unfallablauf wird angenommen, daß das Hauptkühlsystem ausgefallen ist, das Hilfskühlsystem nicht startet und das Linerkühlsystem wegen Ausfalls der Energieversorgung oder aus anderen Gründen über einen längeren Zeitraum nicht verfügbar ist. Nach der sich einstellenden Druckentlastung des Primärkreises sind die wesentlichen Wärmetransportmechanismen die Wärmeleitung innerhalb des Reaktorkerns und die Wärmestrahlung von den Kernoberflächen zum Reaktordruckbehälter. Im Verlauf des Unfalles heizt sich der Behälter langsam bis auf Temperaturen $>1000^{\circ}\text{C}$ auf. Die

theoretischen Untersuchungen /3/ ergaben die Notwendigkeit zur Durchführung von Experimenten.

Seit mehr als einer Dekade wird das Verhalten von Spannbeton-Reaktor-druckbehältern von Hochtemperaturreaktoren bei Temperaturbelastungen, wie sie bei Kernaufheizunfällen auftreten, in Experimenten untersucht /4, 5, 6, 7, 8/. Die Ergebnisse der Versuche, die hinsichtlich des Verhaltens von Beton bei Temperaturen bis zu 1000°C gewonnen wurden, sind auf Betone in anderen Strukturen, die ähnlichen Beanspruchungen ausgesetzt sind (z.B. Corecatcher), übertragbar.

1.2. Versuchseinrichtung

In den Versuchen werden Ausschnitte von Spannbetondruckbehältern, die aus dem Deckenbereich stammen, mit Abmessungen von 1.0 m x 1.5 m und einer Höhe bis zu 1 m über einem elektrischen Ofen hängend von unten her aufgeheizt (Abb.1). Im Ofeninnenraum, in dem eine Heliumatmosphäre vorhanden ist, befinden sich 12 Silit-Heizstäbe, die Temperaturen bis zu 1500°C und das Nachfahren vorgegebener Temperatur-Zeitverläufe ermöglichen. In den Seitenwänden sind mit Quarzglas abgeschlossene Inspektionsöffnungen vorhanden, durch die der Ofeninnenraum und das Modell während der Versuche betrachtet werden können.

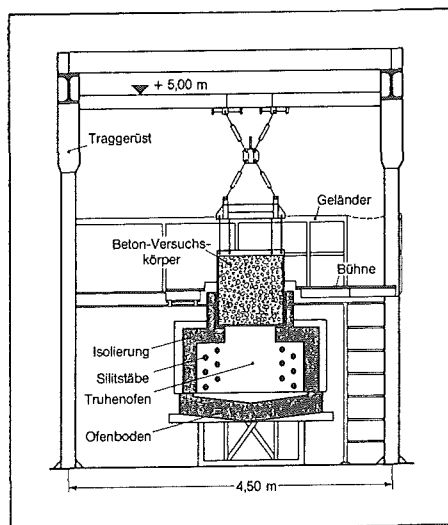


Abb. 1 Versuchseinrichtung

Einschließlich zweier Vorversuche sind fünf Versuche durchgeführt worden. Dabei handelte es sich um Ausschnitte im Originalmaßstab des THTR-300 Behälters aus Kalksteinbeton und des HTR-550 Behälters aus Basaltbeton, die sowohl aus dem Randbereich der Behälterdecke als auch aus der Mitte, wo sich die Durchführungen befinden, stammen. Die thermischen Isolierungen bestehen je nach Reaktortyp aus Metallfolien oder Kaowool. Sie werden

mit Bolzen am Liner befestigt. Der Stahl liner wiederum ist mit Ankerbolzen im Beton verankert. Auf der dem Beton zugewandten Seite befindet sich das zweisträngige Linerkühlsystem.

Die Modelle sind mit Thermoelementen und Manometern instrumentiert, um die Temperaturverteilung und die bei der Aufheizung im Beton entstehenden Wasserdampfdrücke zu messen. Zur Messung der aus dem Beton freigesetzten Gas- und Wasserdampfmengen sind die Blöcke mit Stahlblechen gasdicht ummantelt.

1.3. Versuchsergebnisse

Die Modelle wurden mit den für die jeweilig untersuchten Reaktorkonzepte berechneten Temperaturtransienten, die bei einem Kernaufheizunfall auftreten, belastet (Abb.2). Die maximalen Temperaturen betrugen an den metallischen Abdeckplatten der Isolierung (Coverplates) 1080 (THTR-300) bzw. 1130°C (HTR-550). Sie werden erst nach etwa 50 bis 60 Tagen erreicht. Bei der Kaltgastemperatur von 250 bzw. 265°C sowie bei etwa 600 und 900°C wurde die Temperatur bis zum Erreichen eines stationären Zustandes konstant gehalten. Während des Temperaturanstieges waren beide Linerkühlsysteme mit Kühlwassertemperaturen von 33 bzw. 43°C in Betrieb. Die Linertemperaturen lagen unmittelbar unter den Kühlrohren bei 55 bzw. 75°C, zwischen den Kühlrohren bei 110°C. Die Isolierung blieb intakt, selbst wenn nur ein Linerkühlsystem in Betrieb war. Für diesen Fall stiegen die Linertemperaturen auf 85 bzw. 95°C an. Nur die Ecken der Coverplates senkten sich etwas nach unten ab.

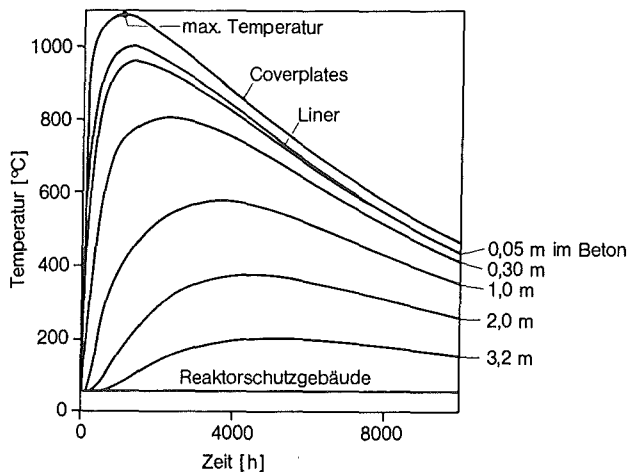


Abb. 2 Temperaturtransienten im Spannbetonbehälter beim Kernaufheizunfall des THTR-300

Es wurde weiterhin untersucht, bis zu welcher Temperatur ein Wiederbespeisen der heißen Linerkühlrohre möglich ist. Dazu wurde die Kühlung beider Systeme unterbrochen und nach Erreichen einer vorgegebenen Tem-

peratur wiederbespeist. Dies wurde bis zu 650°C durchgeführt. Höhere Temperaturen erlaubte die Versuchseinrichtung nicht. Die Zeiträume bis zum Erreichen dieser Temperatur lagen bei rd. 15 h, das heißt, es steht ausreichend Zeit zur Verfügung, um entweder vorhandene Bespeisungsmöglichkeiten z.B. aus dem Feuerlöschteich oder die Feuerwehr zu aktivieren. Bis 400°C wurden auch Versuche mit der Bespeisung nur eines Stranges gefahren. In allen Fällen konnte bis auf den stationären Zustand heruntergekühlt werden. Parallel zu den Versuchen wurde das Rechenprogramm SIKADE-2 weiterentwickelt, um die Wiederbespeisungsvorgänge berechnen zu können /9/. Ein Vergleich der berechneten mit den gemessenen Temperaturen und Drücken zeigte gute Übereinstimmung (Abb.3).

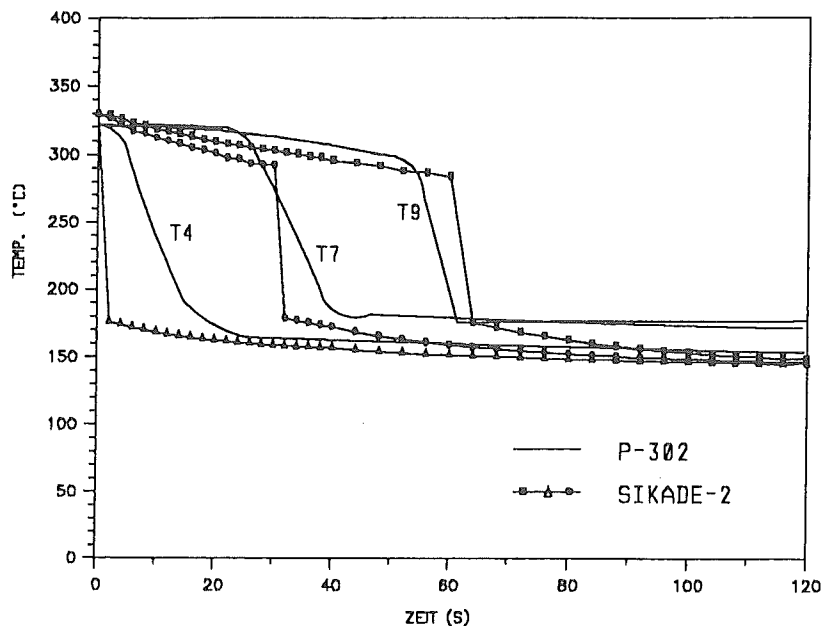


Abb. 3 Gemessene und mit SIKADE-2 berechnete Wandtemperaturen im Linerkühlrohr bei einer Wiederbespeisung

Ebenfalls wurde der Langzeitausfall der Linerkühlsysteme untersucht. Der Liner und der Beton erreichten dabei Temperaturen von 900°C nach etwa 4 Tagen. Es trat kein Versagen von Isolierung und Liner auf. Lediglich die Coverplates zeigten an den Ecken eine Durchbiegung nach unten. Nach Versuchsende wurde die Isolierung entfernt und der Liner inspiziert. Er zeigte keine Defekte. Der Modellblock wurde in zwei Teile zersägt und die Linerkühlrohre von innen inspiziert, die ebenfalls keine Beschädigungen aufwiesen.

Die durch die Aufheizung aus dem Beton freigesetzten Wasserdampf- und Gasmengen (vor allem CO₂ beim Kalksteinbeton) wurden in Abhängigkeit von der Zeit gemessen. Die mit dem Rechenprogramm USINT /10/ berech-

neten Freisetzungsraten und Gesamtmenge stimmen insbesondere beim Wasserdampf gut mit den Meßwerten überein /11/(Abb.4).

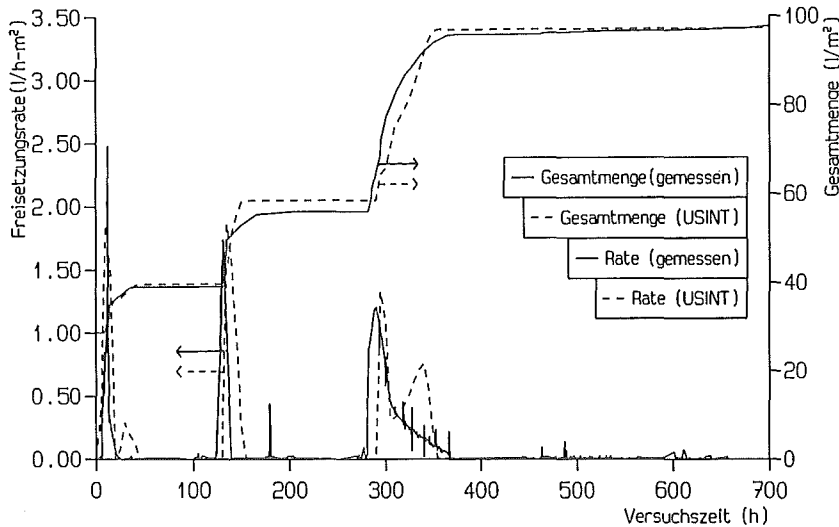


Abb. 4 Gemessene und mit USINT berechnete Wasserfreisetzung

1.4. Schlußfolgerungen

Die Versuche zeigten, daß der Spannbeton-Reaktordruckbehälter während eines hypothetischen Kernaufheizunfalles mit Ausfall aller Kühlsysteme, also auch der Linerkühlung, keine strukturellen Beschädigungen erfährt. Die Isolierung fällt nicht ab und der Liner wird nicht undicht. Eine Wiederbespeisung des ausgefallenen Linerkühlsystems ist bis mehr als 15 h nach Eintritt des Unfalles möglich. Die Nachwärme kann selbst mit nur einem Linerkühlsystem abgeführt werden. Die Vorgänge bei der Wiederbespeisung des Linerkühlsystems und der Wasserdampffreisetzung aus dem Beton können mit den Rechenprogrammen SIKADE-2 bzw. USINT berechnet werden.

2. Graphitkorrosion bei Störfällen

2.1. Einführung

Praktisch der gesamte Corebereich eines Hochtemperaturreaktors besteht aus Graphit, einem Werkstoff, der wegen seiner hervorragenden thermischen, mechanischen und neutronenphysikalischen Eigenschaften in Verbindung mit dem Kühlmittel Helium die Entwicklung dieses Reaktortyps erst ermöglichte. Den genannten Vorteilen steht allerdings der Nachteil einer nur wenig ausgeprägten Resistenz gegen oxidierende Medien bei hohen Temperaturen gegenüber.

Oxidierende Gase, die in signifikanten Mengen an den Primärkreislauf grenzen und somit bei Versagen der Begrenzungsbarrieren in diesen eindringen könnten, sind Wasserdampf (beispielsweise durch Lecks in Dampferzeugern oder Röhrenspaltöfen) und Luft. Das Eindringen von Luft setzt allerdings eine vorangegangene Druckentlastung des Primärkreises voraus und ist ferner sehr stark abhängig von besonderen Bedingungen wie Bruchlage, -größe und gegebenenfalls Gebläsebetrieb. Während Lecks in den genannten wärmetauschenden Komponenten eine vergleichsweise hohe Eintrittshäufigkeit haben und die dadurch ausgelösten Wassereinbruchstörfälle daher in der Mehrzahl zu den Auslegungstörfällen gerechnet werden müssen, auf deren Analyse im folgenden nicht eingegangen wird, sind Lufteinbruchstörfälle mit großen Eintrittsmengen von vornherein mit so geringen Eintrittshäufigkeiten behaftet, daß sie als hypothetische Ereignisse behandelt werden. Sie wurden jedoch wegen der großen Unsicherheiten bei der Abschätzung ihrer Auswirkungen eingehend untersucht.

Zu sicherheitsrelevanten Folgen der störfallbedingten Reaktionen mit Graphit können folgende Prozesse führen:

- Vergasung von festem Kohlenstoff;
- Beeinflussung des Wärmehaushalts durch exotherme (und endotherme) chemische Reaktionen;
- Druckaufbau durch die Volumenzunahme bei der C/H₂O-Reaktion
- Bildung brennbarer Gase (CO bzw. CO/H₂)

2.2. Rechenprogramme und Datenbasis

Zur Analyse von Luft- und Wassereinbruchstörfällen mit besonderem Gewicht auf den dabei ablaufenden Graphitkorrosionsprozessen dient das Rechenprogramm REACT/THERMIX /12/. Dieser Code baut in wesentlichen Punkten auf den für Festbettreaktoren der chemischen Kinetik entwickelten Modellvorstellungen auf und erfaßt die Wechselwirkung zwischen chemischen sowie thermo- und fluiddynamischen Vorgängen im HTR-Core.

Soweit nicht aus der Literatur erhältlich, wurden die für die eigentlichen Korrosionsrechnungen erforderlichen Eingabedaten in begleitenden Experimenten ermittelt. Chemisch-kinetische Daten der Graphit/Sauerstoff-Reaktion wurden für eine größere Zahl von Reaktorgraphiten in der Niederdruck-Oxidations-Versuchsanlage NOVA an rohrförmigen, elektrisch beheizten und vom Reaktionsgas durchströmten Graphitproben bestimmt /13/. Als Beispiel eines experimentellen Ergebnisses ist in Bild 5 die auf die geometrische Oberfläche bezogene Reaktionsgeschwindigkeit des Brennelementgraphits A3-3 in Abhängigkeit von der Temperatur bei verschiedenen Sauerstoffkonzentrationen in Helium (1,5 bar Gesamtdruck) dargestellt. Die für weitere Reaktorgraphite durchgeführten Untersuchungen zeigten, daß deren

Reaktivitäten gegenüber Sauerstoff im genannten Temperaturbereich verhältnismäßig wenig voneinander abweichen.

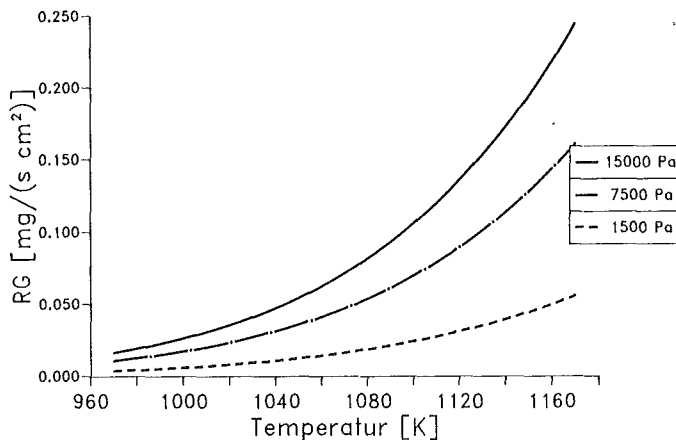


Abb. 5 Temperaturabhängige Reaktionsraten von Sauerstoff mit A3-3-Matrixgraphit für Abbrand $\rightarrow \infty$

In ähnlicher Weise, jedoch bei Gesamtdrücken bis zum Betriebsdruck moderner HTR, wurden die kinetischen Daten der Graphit/Wasserdampf-Reaktion im Kreislauf HOVA (Hochdruck-Oxidations-Versuchanlage) gemessen /14/; mit diesem Experiment wurde die Abhängigkeit der Graphitkorrosionsrate vom Gesamtdruck bestimmt. Versuchsergebnisse an 4 Nukleargraphiten zeigt Abb. 6. Wesentliches Versuchsergebnis ist, daß der Einfluß der Knudsendiffusion auf die Reaktionsrate bei niedrigeren Drücken meist nicht vernachlässigt werden kann und damit die Extrapolation der kinetischen Daten über einen weiten Druckbereich mit der bekannten $1/\sqrt{p}$ -Beziehung unzulässig ist.

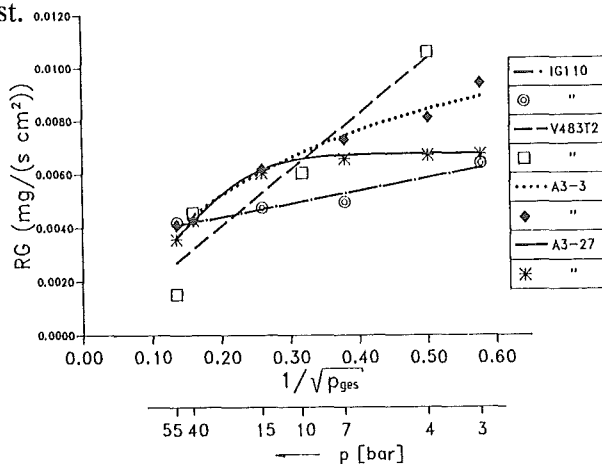


Abb. 6 Druckabhängigkeit der Wassergasreaktion an verschiedenen Nukleargraphiten (1000°C, $\text{H}_2\text{O}/\text{He}$, $p_{\text{H}_2\text{O}} = 0,47 \text{ bar}$)

Zusätzlich wurden mit weiteren Versuchseinrichtungen Korrosionsprofile, Reaktionsraten im Langzeitbereich (bei niedrigen Temperaturen) und abbrandabhängige effektive Gasdiffusionskoeffizienten ermittelt sowie in einem integralen Experiment (SUPERNOVA) Aspekte der Korrosion im Kugelhaufen untersucht, von denen nachfolgend einer erläutert sei:

Im Unterschied zur gleichförmigen Verteilung der Korrosion über den Kugelumfang bei Niedertemperaturoxidation ergeben sich bei hohen Temperaturen durch den dann vorherrschenden Stoffübergang erhebliche Abweichungen der Korrosionsverteilung des lokalen Korrosionsgrades vom Mittelwert. Ein Beispiel zeigt Abbildung 7. Unter den dort genannten Bedingungen wurde gefunden, daß der maximale lokale Korrosionsgrad um den Faktor 4 über dem Mittelwert liegt, während die Kontaktstellen zu den Nachbarkugeln unversehrt bleiben; hier geht die Korrosion gegen null.

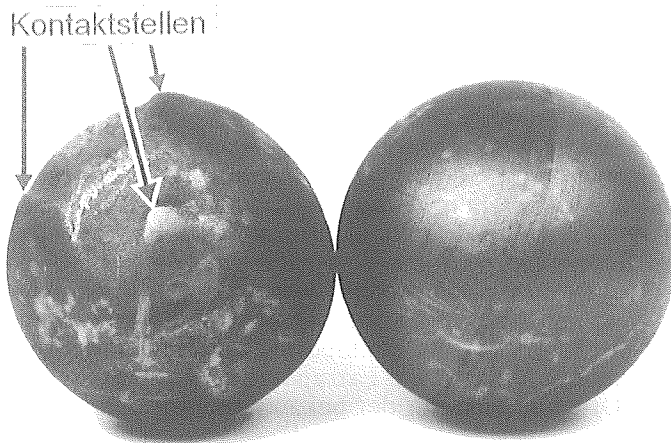


Abb. 7 Matrixkugel mit 13,4 w/o Abbrand, die bei 1000°C in einem von einem O_2/N_2 -Gemisch durchströmten ($Re = 1600$) Kugelhaufen korrodiert wurde, im Vergleich zu einer unkorrodierten Kugel. Auf der vorderen Kontaktstelle sind die Drehriefen von der Fertigung noch sichtbar.

2.3. Das Verhalten des HTR bei extremen Lufteinbruchstörfällen

In der Entwicklungsgeschichte graphitmoderierter Reaktoren kam es bisher zu zwei schweren Unfällen, in deren Verlauf ein Graphitbrand auftrat: 1957 im Windscale-Reaktor Nr. 1 und 1986 in Tschernobyl, Unfälle, die natürlich auch die öffentliche Beurteilung des HTR berühren. Dabei sind aber entscheidende Unterschiede zu beachten: Während der Graphitblock des Tschernobylers Reaktors lediglich von einer dünnen Stahlblechhülle umgeben war, die Luftzutritt verhinderte, und während der Graphit des Windscale-Reaktors sogar unmittelbar mit Luft gekühlt wurde, befindet sich der gesamte Graphit eines Hochtemperaturreaktors in einem Druckbehälter, der

wiederum von einem die verfügbare Luftmenge begrenzenden Reaktorschutzgebäude umgeben ist. Dabei wurden bzw. werden in Deutschland zwei verschiedenen Baulinien verfolgt:

- a) der mittelgroße HTR mit Spannbetondruckbehälter, repräsentiert durch Reaktoren bzw. Projekte wie THTR-300, PNP-500 und HTR-500
- b) der "kleine" HTR mit Stahlbehälter wie AVR, HTR-100 und MODUL.

Für Reaktoren beider Baulinien wurde in risikoorientierten Sicherheitsanalysen /15,16/ gezeigt, daß ein "Corebrand" mit einer Eintrittshäufigkeit $< 10^{-8}/a$ so weit im hypothetischen Störfallbereich liegt, daß er zum Risiko kaum beiträgt. Deshalb war er auch nicht Gegenstand der o.g. Sicherheitsanalysen. Dennoch wurde in Form von Parameterrechnungen massiver Luft-einbruch für beide HTR-Baulinien untersucht.

Das Verhalten des HTR soll im folgenden exemplarisch am Beispiel des PNP-500 erläutert werden. Bei diesem Projekt handelt es sich um einen zur Prozeßwärmeerzeugung (Kohlevergasung) vorgesehenen 500 MW_{th}-Reaktor, untergebracht in einem großen (125000 m³) dichten Reaktorschutzgebäude (RSG) und ausgerüstet mit 4 Nachwärmeabfuhrsystemen. Aus der Vielzahl der Untersuchungen /17/ sei hier der folgende Fall erläutert: Nach Versagen eines Wärmetauscherkavernenabschlusses und Reaktorabschaltung geht nur 1 von 4 Nachwärmeabfuhrsystemen in Betrieb. Dabei werden 15 % des gesamten Kühlgasstromes am Primärkreisleck ständig mit dem RSG ausgetauscht. Der mit Luft angereicherte Gasstrom erreicht nach Durchströmen der Säulenhalle das Core. Hier wird, wie an dem schmalen hohen Reaktionsratenpeak im oberen Bereich von Abb. 8A abgelesen werden kann, Brennelementmatrix mit Sauerstoff verbrannt, während stromabwärts in einer breiten Zone das gebildete CO₂ in einer endothermen Reaktion mit Matrix umgesetzt wird. Vor allem das Abklingen der Nachzerfallsleistung bewirkt bereits nach 2 Stunden, daß die nukleare und chemische Wärmeproduktion (ca. 3,5 MW) durch die konvektive Wärmeabfuhr überkompensiert wird, so daß die Reaktionsfront mit der Strömung aus dem Reaktorkern zu wandern beginnt. Dabei werden die Normalbetriebstemperaturen nur unwesentlich überschritten (Abb. 8B) und die Wanderung der Reaktionsfront bewirkt eine Begrenzung des örtlichen Graphitabbrandes (Abb. 8C). Die Korrosion bleibt auch unter Berücksichtigung der o.g. Abbrandinhomogenitäten im Kugelhaufen auf die brennstofffreie Brennelementkugelschale begrenzt. Der PNP-500 bleibt unter den geschilderten Bedingungen kühlbar. Gravierende, die Sicherheit der Umgebung unmittelbar gefährdende Auswirkungen bleiben aus.

Grundsätzlich lassen sich auch Störfälle denken, bei denen die Graphitkorrosionsreaktionen im Corebereich vor einem Abbrand des gesamten Kohlenstoffs nicht zum Stillstand kommen, wie beispielsweise bei einem offenen RSG und am Primärkreisleck ausgetauschten Gasmengen von > 20 v/o.

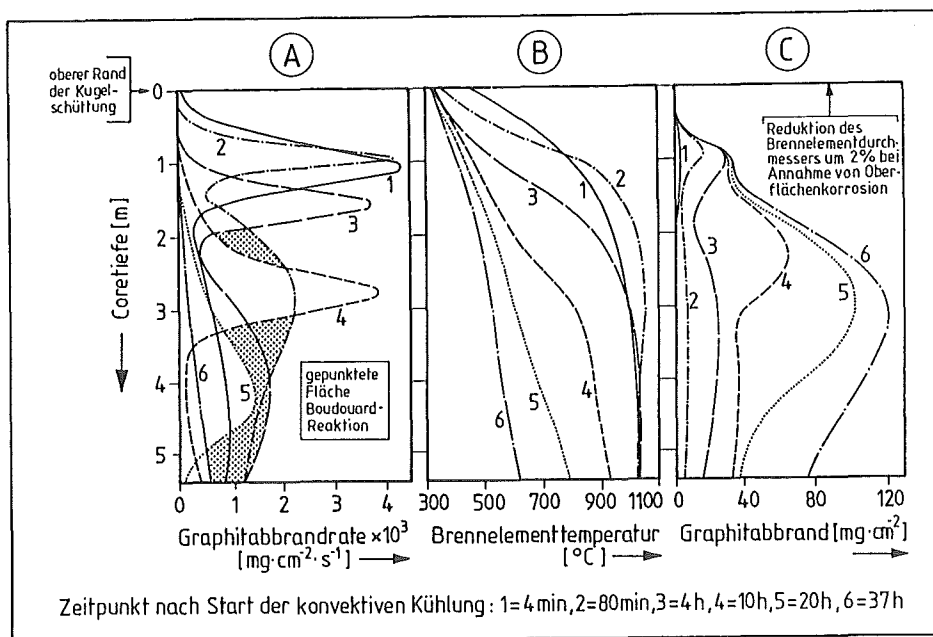


Abb. 8 Graphitabbrandrate, -temperatur und -abbrand in der Achse des PNP-500-Cores bei massivem Lufteinbruch (1 Nachwärmeabfuhrsystem in Betrieb, 15 v/o Gasaustausch)

Gleiches gilt für den speziell für die kleinen HTR-Modul detailliert untersuchten Fälle mit ungehinderter Luftzufuhr durch gleichzeitiges Entstehen von 2 auf verschiedenen Niveaus angeordneter Lecks des Primärkreises (offenes RSG, Kaminzug, keine Zwangskühlung); der HTR-Modul zeigt bei Störfalleintritt während des Normalbetriebs ein gutmütiges Verhalten und es vergehen Stunden, bis eine massive Spaltproduktfreisetzung möglich wird; dabei ist jedoch eine Freisetzungsinhibierung durch die Oxidationsresistenz freigelegter SiC-Schicht der coated particles noch nicht berücksichtigt.

2.4. Schlußbemerkung

Die von Experimenten begleiteten Störfalluntersuchungen haben zu der Erkenntnis geführt, daß sich der HTR unter schweren Störfallbedingungen wesentlich gutartiger verhält, als das zu Beginn dieser Untersuchungen noch angenommen wurde. Das gilt insbesondere für extreme Lufteinbruchstorfälle, die in den meisten Fällen ausreichende Zeit für wirkungsvolle, den Störfall beendende Leckabdichtungsmaßnahmen lassen.

3. Literatur

1. General Atomic (1978): HTGR accident and progression analysis. Status Report, Phase II Risk Assessment, GA-A 15000.

2. ISF/KFA Jülich und GRS Köln (1981): Sicherheitsstudie für HTR-Konzepte unter deutschen Standortbedingungen, Phase IB, Jül-Spez-136.
3. ISF/KFA Jülich (1984): Spannbetonbehälter unter hypothetischen Störfallbelastungen. Förderungsvorhaben RS447, 3 Bände.
4. J. Altes, U. Schneider, K. Schimmelpfennig, (1981) : Behaviour of a PCRV for HTR under high core temperature loading. Trans. 6.SMiRT Paris, Vol.H, paper 2/5.
5. K. Schimmelpfennig, J. Altes (1983): Special aspects on the behaviour of PCRV under extremely high core temperature loading. Trans. 7. SMiRT Chicago, Vol.H, p.69-76.
6. J. Altes, G. Breitbach, K.-H. Escherich, T. Hahn, M. Nickel, J. Wolters, (1987): Experimental study of the behaviour of prestressed concrete pressure vessels of High Temperature Reactors at accident temperatures. Trans. 9. SMiRT Lausanne, Volume H, p.189-194.
7. J. Altes, K.-H. Escherich, T. Hahn, M. Nickel, J. Wolters, (1989): Behaviour of the prestressed concrete pressure vessel of the HTR-500 at severe accident temperatures. Trans. 10. SMiRT Anaheim, Vol.H, p.119-123.
8. J. Altes, K.-H. Escherich, M. Nickel, J. Wolters,(1991): Experimental study of the behaviour of the prestressed concrete pressure vessel of the THTR-300 at severe accident temperatures. Trans. 11. SMiRT Tokyo, Vol.H, p.79-83.
9. D. Kim, (1991): Wiederinbetriebnahme der Linerkühlung eines mittelgroßen HTR Spannbetondruckbehälters bei einem Kernaufheizstörfall mit Ausfall der Linerkühlung. Jül-2543, Jülich.
10. J. V. Beck, R. L. Knight, (1980): User's manual for USINT. A program for calculating heat and mass transfer in concrete subjected to high heat fluxes. SAND79-1694, Sandia National Laboratories.
11. W. Ullwer, (1992): HTR-SBRB-Ausschnittmodelle unter Temperaturbelastungen bei einem hypothetischen Kernaufheizunfall. KFA-ISR-IB-21/92.
12. R. Moormann und K. Petersen: REACT/THERMIX - ein Computer-code zur Berechnung der störfallbedingten Graphitkorrosion in Hochtemperaturreaktoren, Jül-1782 (1982)

13. H.-K. Hinssen, W. Katscher, R. Moormann: Kinetik der Graphit/Sauerstoff-Reaktion im Porendiffusionsbereich, Teil 1: Matrixmaterialien A3-3 und A3-27, Jül-1875, Nov. 1983
Teil 2: Graphite V483T, ASR-1RS, ASR-1RG und ATR-2E, Jül-2052, April 1986; Teil 3: Einfluß der Diffusion in der Strömungsgrenzschicht bei Messungen im Temperaturbereich von 970 K, Jül-2284, Juni 1989
14. H.-K. Hinssen, W. Katscher, K.-J. Loenißen, R. Moormann: Korrosion von graphitischen Hochtemperatur-Reaktorwerkstoffen mit Wasserdampf im Druckbereich von 3-55 bar bei Temperaturen von 900-1150°C (1173-1423 K), Zusammenfassender Bericht der Experimente im ISF/ISR (im Druck)
15. J. Altes et al.: Sicherheitstechnische Untersuchungen zum Störfallverhalten des HTR-500, Eränzungsband mit vertiefenden Einzelbeiträgen zum Bericht Jül-Spez-220, Jül-Spez 240, Jan. 1984
16. G. Breitbach et al.: Sicherheitstechnische Untersuchungen zum Störfallverhalten des HTR-Modul, Jül-Spez 335, Nov. 1985
17. R. Moormann: Graphite oxidation phenomena during massive air ingress accidents in nuclear high temperature gas cooled reactors with pebble bed core, Ber. Buns. Phys. Chemie 87 (1983), 1086-1090

Die Spaltproduktrückhaltung im Kugelbrennelement

Werner Schenk Heinz Nabielek Günter Pott Hubertus Nickel

Das Sicherheitskonzept moderner kleiner Hochtemperaturreaktoren basiert auf der Rückhaltung aller radiologisch bedeutsamen Spaltprodukte in jedem Zustand des Reaktors in den Kugelbrennelementen. Deswegen wurde der HTR MODUL mit 200 MWth so ausgelegt, daß die maximale Brennstoff-Temperatur auch bei Störfällen unter 1600°C bleibt /1/. Bei dieser Temperatur-/Zeitbelastung werden die sicherheitsrelevanten Spaltprodukte in Brennstoffpartikeln mit intakter Beschichtung vollständig zurückgehalten. Eine signifikante Freisetzung ist deswegen nur aus Defektpartikeln zu erwarten. Partikeldefekte können bei Herstellung, Bestrahlung und Störfällen entstehen. Von zentraler Bedeutung für die Brennelementqualifikation sind deswegen statistisch abgesicherte experimentelle Daten über Defektanteile.

Erst bei Temperaturen von 1800°C und mehr kann für einzelne Spaltprodukte auch die Diffusion durch intakte Partikelbeschichtungen bedeutsam werden.

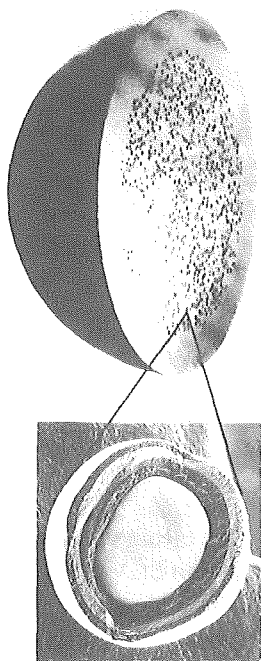


Abb. 1 Kugelbrennelement (halbiert) und Brennstoffpartikel (aufgebrochen).

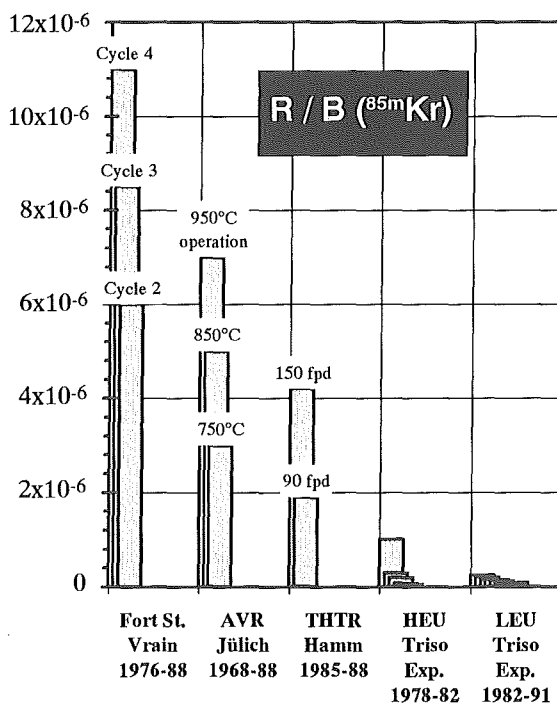


Abb. 2 Krypton-Freisetzungsraten in älteren HTRs und in Bestrahlungstests mit modernen TRISO Brennelementen.

1. Freies Uran bei der Herstellung

Beim modernen Kugelbrennelement ist der Brennstoff, 1 g ^{235}U , verteilt auf 16400 Partikeln (Abb. 1). Die mit 10% ^{235}U angereicherten Brennstoffkerne sind 500 μm dick und umgeben von einer 200 μm starken Beschichtung. Diese besteht aus einer porösen Pufferschicht und zwei dichten Pyrokohlenstoffschichten, in die eine SiC-Schicht eingebettet ist. Während alle diese Schichten bedeutende mechanische und chemische Funktionen haben, ist es die SiC-Schicht, die die höchste Spaltproduktrückhaltung garantiert.

Bei der Herstellung des Kugelbrennelementes werden die Brennstoffkerne gegossen und anschließend beschichtet. Bevor die Partikeln mit dem Matrix-Pulver in der Brennstoffzone vorgepreßt werden, erhalten sie noch ein Overcoating. Danach erfolgt das isostatische Pressen des Brennelements unter Hochdruck. Die Brennelemente werden anschließend bearbeitet, bei 900 und 1950°C geglüht und einer Qualitätskontrolle unterworfen.

Der Anteil an freiem Uran wird an einzelnen Brennelementen mit der Burn-Leach-Methode bestimmt. Nach der Verbrennung allen zugänglichen Kohlenstoffs und Salpetersäure-Auflösung des Restes wird alles Uran erfaßt, das nicht von intakten SiC-Schichten umgeben ist. Burn-Leach-Daten für verschiedene Brennelemente, sowohl für AVR-Produktion als auch für MTR Bestrahlungstests, sind zusammen mit einigen Fabrikationsdetails in Tab. 1 aufgelistet. Aus diesen Daten ist der Fortschritt in der Brennelement-Qualität deutlich zu erkennen.

Die Messungen zeigten, daß praktisch alles gemessene freie Uran Defektpartikeln zugeordnet werden kann. Nur der vernachlässigbar kleine Anteil von $< 1 \times 10^{-6}$ stammt aus der natürlichen Spurenverunreinigung im Graphit /2/.

Tab. 1 Freies Uran bei der Herstellung von modernen UO_2 TRISO Brennelementen

Bezeichnung	AVR 19	LEU Phase 1	AVR 21	AVR 21-2	Proof Tests
Herstellungsjahr	1981	1981	1983	1985	1988
Anzahl BE	24600	<100	20500	14000	<200
Anz. Besch. Chargen	65	1	54	29	8
Anteil freies Uran	5×10^{-5}	4×10^{-5}	4×10^{-5}	8×10^{-6}	1×10^{-5}

2. Bestrahlungsverhalten

Bestrahlungsexperimente mit beschichteten Brennstoffteilchen erfolgten in Material-Test-Reaktoren und in gasgekühlten Reaktoren wie AVR und Fort St. Vrain. Erkenntnisse und Informationen, die mit diesen Tests erhalten wurden, bilden die Grundlage unseres Verständnisses über die Fähigkeiten des Brennstoffpartikelverhaltens.

Während der Bestrahlung bestätigen kontinuierliche Messungen der freigesetzten Spaltgase die Integrität der Partikeln. Abb. 2 zeigt die Gleichgewichts-Freisetzungsrates für $^{85\text{m}}\text{Kr}$ in den Primärkreislauf der Anlagen Fort St. Vrain, AVR und THTR im Vergleich zu den Bestrahlungstests mit modernen TRISO-Brennstoffpartikeln.

Die 6 Experimente mit 11 Kugelbrennelementen, 48 Kleinkugeln und 3 Compacts mit niedrig angereicherten UO_2 -TRISO-Partikeln sind in Tab. 2 zusammengefaßt /2/. Während im HTR-MODUL maximale Brennelementtemperaturen von 800°C und Bestrahlungsendwerte von 9% FIMA Abbrand und $2,1 \times 10^{21} \text{ cm}^{-2}$ für $E > 0,1 \text{ MeV}$ schnelle Neutronendosis vorgesehen sind, wurden hier teilweise wesentlich höhere Werte erreicht. Trotzdem sind die im Hochflußreaktor in Petten (HFR), dem DIDO in Jülich (FRJ2) und im Siloë Experiment in Grenoble (SL) gemessenen Freisetzungsraten von $^{85\text{m}}\text{Kr}$ durchgehend sehr klein. Bestrahlungsinduzierter Partikelbruch ist in keinem einzigen Test zu erkennen.

Tab. 2 Ergebnisse der Bestrahlungstests mit modernen UO_2 TRISO Brennstoffen

Bestrahlungs- experiment	Bestrahlungszeit (Vollasttage)	Oberflächen-/ Zentral- temperatur ($^\circ\text{C}$)	Abbrand (%FIMA)	Fluenz (10^{21}cm^{-2} , $E > 0,1 \text{ MeV}$)	R / B ($^{85\text{m}}\text{Kr}$)
HFR-P4 / 1	351	915 / 940	11,1 - 14,7	5,5 - 8,0	8×10^{-8}
HFR-P4 / 2	351	920 / 945	9,6 - 14,9	5,5 - 8,0	8×10^{-8}
HFR-P4 / 3	351	1050 / 1075	9,9 - 14,0	5,5 - 8,0	9×10^{-8}
SL-P1	330	780 / 800	8,6 - 11,3	5,0 - 6,7	1×10^{-6}
HFR-K3 / 1	359	1020 / 1200	7,5	4,0	2×10^{-7}
HFR-K3 / 2	359	700 / 920	10,0	5,8	1×10^{-7}
HFR-K3 / 3	359	700 / 920	10,6	5,9	1×10^{-7}
HFR-K3 / 4	359	1020 / 1220	9,0	4,9	3×10^{-7}
FRJ2-K13 / 1	396	985 / 1125	7,5	0,2	2×10^{-8}
FRJ2-K13 / 2	396	990 / 1150	8,0	0,2	2×10^{-8}
FRJ2-K13 / 3	396	990 / 1150	7,9	0,2	7×10^{-9}
FRJ2-K13 / 4	396	980 / 1120	7,6	0,2	7×10^{-9}
FRJ2-K15 / 1	533	800 / 970	13,2	0,2	1×10^{-8}
FRJ2-K15 / 2	533	980 / 1150	14,6	0,2	5×10^{-9}
FRJ2-K15 / 3	533	800 / 990	13,9	0,1	3×10^{-9}
FRJ2-P27 / 1	232	880 - 1080	7,6	1,4	2×10^{-6}
FRJ2-P27 / 2	232	1200 - 1320	8,0	1,7	1×10^{-5}
FRJ2-P27 / 3	232	1080 - 1130	7,6	1,3	1×10^{-7}

Die Messungen langlebiger Spaltprodukte in den Komponenten der Bestrahlungskapseln außerhalb der Kugeln ergeben den Freisetzunganteil aus den Brennelementen im Vergleich mit dem Gesamtinventar. Die Schlußfolgerung aus beiden Messungen - der Spaltgasfreisetzungsrates während der Bestrahlung und der Freisetzung langlebiger metallischer Spaltprodukte - zeigt, daß kein bestrahlungsbedingter Partikeldefekt in den Bestrahlungsexperimenten mit modernem TRISO-Brennstoff vorliegt und daß die festen Spaltprodukte praktisch vollständig zurückgehalten werden.

Spaltgasfreisetzungswerte während der Bestrahlung von Experiment FRJ2-K15 mit drei Brennelementen in getrennt gespülten Kapseln werden in Abb. 3 gezeigt. Die

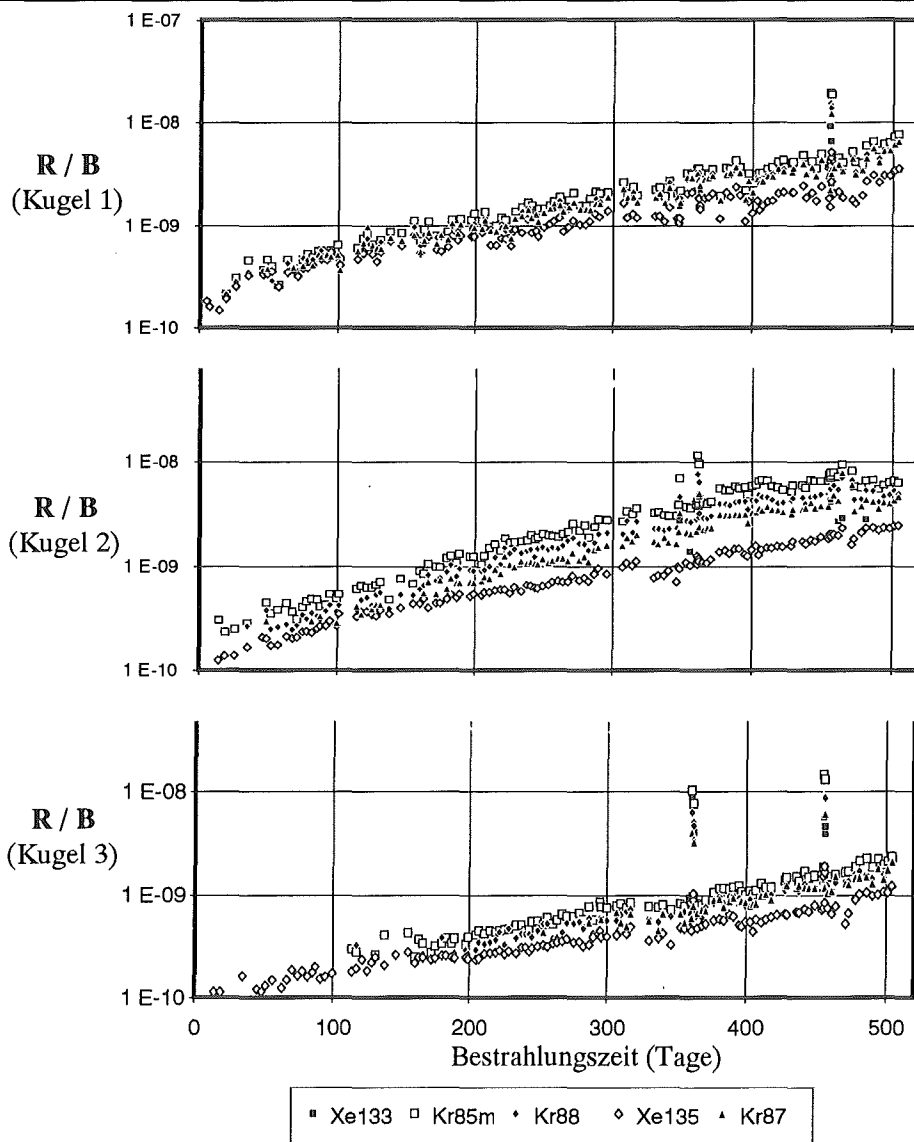


Abb. 3 Freisetzungsrates kurzlebiger Spaltgase aus drei Kugelbrennelementen während der Bestrahlung im Jülicher DIDO Reaktor: Experiment FRJ2-K15

Freisetzung beginnt auf extrem niedrigem Niveau, was die nachgewiesene Verunreinigung von 4 ppb natürliches Uran im Matrixgraphit bestätigt. Durch Bruteffekte steigt der Freisetzungsanteil aus diesem Uran während der Bestrahlung. Kurzzeitige Freisetzungsspitzen sind auf Temperaturtransienten von $+200^{\circ}\text{C}$ zurückzuführen. Der Defekt eines einzelnen Partikels in einem Brennelement würde zum Freisetzungsanstieg für den Rest der Bestrahlung auf ein Niveau von etwa 10^{-6} führen, was beweist, daß in keinem Fall ein Partikel schadhaft wurde.

Seit Juli 1982 wurden dem AVR-Reaktor 24000 dieser Brennelemente zugegeben und damit einem realen Massentest in einem Kugelhaufenreaktor unterzogen. Nachuntersuchungen, u.a. unter Störfallbedingungen, bestätigten die aus den Bestrahlungsexperimenten gewonnenen Erkenntnisse.

3. Störfallverhalten

Mit der Sicherheitsphilosophie für kleine Reaktoren, wie den HTR MODUL /1/, sollte in Störfallsimulationsexperimenten mit modernen Kugelbrennelementen mit UO_2 -

TRISO-Partikeln geklärt werden, bei welcher Temperatur die Spaltproduktückhaltung, und zwar insbesondere die der Jodnuklide, praktisch noch vollständig ist.

Bei Versuchen wurden Kugelbrennelemente auf Temperaturen von 1600°C und mehr geheizt, die dann 30 bis 500 Stunden gehalten wurden /3/. Die ^{85}Kr -Freisetzungsanteile der isothermen Störfallphase der Tests zeigen in Abb. 4, daß bei 1600°C keine Partikelschäden auftreten. ^{85}Kr und damit auch die sich ähnlich verhaltenden Jodnuklide werden nur zu einem Anteil von $< 10^{-6}$ freigesetzt. Wenn ein einzelnes Partikel defekt wird, wie im Falle des 1700°C -Tests, werden etwa 50% des Partikelinventars in wenigen Stunden freigesetzt, was die Freisetzung um zwei Größenordnungen erhöht. Bei 1800°C führen vereinzelte Druckkesseldefekte und Transport durch noch intakte Beschichtungen zum weiteren Anstieg der Kryptonfreisetzung. Bei

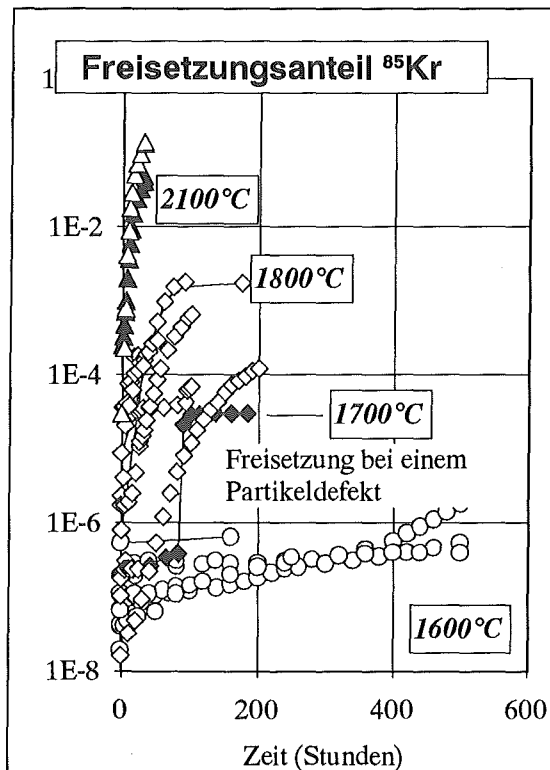


Abb. 4 ^{85}Kr -Freisetzung bei Heizversuchen mit bestrahlten Kugelbrennelementen

2100°C verstärken sich diese Effekte und zusätzlich beginnt chemische Zersetzung die SiC-Schicht zu zerstören. Keramographische Schliffe von Partikeln aus geheizten Brennelementen (Abb. 5) zeigen, daß sich mit zunehmender Temperatur die Poren in den Brennstoffkernen vergrößern. Die wichtigste Spaltproduktbarriere im HTR-Brennelement, bei Bestrahlung und bei Störfalltemperaturen bis etwa 2000°C die SiC-Zwischenschicht, zeigt erst nach dem 2100°C Heizversuch Zersetzungserscheinungen, während das Erscheinungsbild selbst bei 2000°C noch keine Schäden zeigt.

4. Zusammenfassung

Das Sicherheitskonzept fortgeschrittener HTR basiert auf dem modernen Kugelbrennelement mit niedrig angereicherten UO_2 -TRISO-Partikeln. Dieses Brennelement enthält nur noch einen äußerst geringen Anteil von natürlicher Urankontamination im Matrixgraphit. Ausschlaggebend für freies Uran bei der Herstellung sind somit einzelne Partikeldefekte, deren Anzahl mit der Burn-Leach-Methode auf kleiner als 5×10^{-5} bestimmt wurde.

Das Brennelementverhalten unter Betriebsbedingungen wurde in Bestrahlungsexperimenten und in Massentests im AVR-Reaktor untersucht, wobei Abbrand, Temperatur und schnelle Neutronenfluenz variiert wurden, z.T. deutlich über die im Reaktor angestrebten Zielwerte hinaus. Spaltgasmessungen während Bestrahlungen an 260 000 Brennelementpartikeln zeigten, daß kein einziges Partikel geschädigt wurde.

Im HTR-MODUL sind die Brennelementtemperaturen bei Störfällen auf weniger als 1600°C begrenzt. In Störfallsimulationstests an 12 Kugelbrennelementen bei 1600°C wurden lediglich in einem Brennelement mit hohem Abbrand 3 Partikeln defekt. Auch die festen Spaltprodukte (mit Ausnahme von $^{110\text{m}}\text{Ag}$ mit einem geringen Inventar) werden unter MODUL-Störfallbedingungen im Brennelement zurückgehalten. Erst nach extremer Bestrahlungsbelastung, langen Heizdauern bei 1600°C , bzw. höheren Heiztemperaturen wird die Rückhaltung für feste Spaltprodukte schlechter. Dabei ergibt sich die Freisetzungsrangfolge Silber, Cäsium, Strontium und mit der noch besten Rückhaltung von Jod, dem die höchste Bedeutung für die Umweltbelastung nach einem Störfall zukommt.

Die Spaltproduktfreisetzung im modernen HTR wird also kontrolliert von einem sehr kleinen Anteil im wesentlichen herstellungsbedingter Partikeldefekte.

Literatur

- /1/ G. Lohnert "Technical design features and essential safety-related properties of the HTR-module", Nucl. Eng. Des. **121** (1990), 259.
- /2/ H. Nabielek, W. Kühnlein, W. Schenk, W. Heit, A. Christ and H. Ragoß "Development of advanced HTR fuel elements", Nucl. Eng. Des. **121** (1990), 199.
- /3/ W. Schenk, D. Pitzer, H. Nabielek, "Spaltproduktfreisetzungsvorlauf von Kugelbrennelementen bei Störfalltemperaturen", KFA-Bericht, Jül-2091, Okt. 1986, bzw. "Fission product release profiles from spherical HTR fuel elements at accident temperatures", KFA-Report, Jül-2234, Sept. 1988.
- /4/ W. Schenk, G. Pott and H. Nabielek, "Fuel accident performance testing for small HTRs", J. Nucl. Mater. **171** (1990), 19.
- /5/ K. Verfondern, W. Schenk and H. Nabielek, "Passive safety characteristics of fuel for modular HTR and fuel performance modelling under accident conditions", Nucl. Techn. **91** (1990), 235.
- /6/ W. Schenk and H. Nabielek, "High-Temperature Reactor fuel fission product release and distribution at 1600 to 1800°C ", Nucl. Techn. **96** (1991), 323.

Sorption von Cäsium und Strontium durch graphitische Materialien in gasgekühlten Hochtemperaturreaktoren

Klaus Hilpert Rainer Moormann Hubertus Nickel

1. Einleitung

Risikodominante Störfallereignisse bei mittelgroßen und großen HTR (1-3) sind Kernaufheizungen (4). Damit hierbei Spaltprodukte temperaturbedingt in den Primärkreislauf freigesetzt werden, müssen sie von dem A3-Matrixgraphit, aus dem die Brennelemente bestehen, in das Heliumkühlgas verdampfen. Andererseits können Spaltprodukte aus dem Kühlgas von dem Brennelementmatrixgraphit und dem Reflektorgraphit gebunden werden; diese Materialien würden dann quasi wie ein Filter wirken. Zur Beschreibung beider Aspekte, die Freisetzung und die "Filterwirkung", ist für Sicherheitsanalysen die Kenntnis von Sorptionsisothermen notwendig. Untersuchungen hierzu werden im Folgenden beschrieben. Auch der Einfluß von Korrosion, möglichen Kühlgasbestandteilen $I_2(g)$ und $H_2O(g)$ sowie der Bestrahlung des Graphits auf die Sorption wurde studiert. Freisetzungsberechnungen mit den ermittelten Daten für Cs und Sr zeigen ihre entscheidende Bedeutung für die Reaktorsicherheit.

Der A3-Matrixgraphit der Brennelemente (Fa. HOBEG, Hanau) enthält Füllkörner aus Kunst- und Naturgraphit, die durch verkokten Phenolharz miteinander verbunden sind.

2. Experimentelles

Als wichtigste Untersuchungsmethode wurde zur Bestimmung von Sorptionsisothermen die Knudsen-Effusionsmassenspektrometrie eingesetzt. Abbildung 1 zeigt eine schematische Darstellung der verwendeten Apparatur. Mit ihr erfolgten Verdampfungsuntersuchungen an A3-Matrixgraphit, der Sr oder Cs mit unterschiedlichen Konzentrationen enthielt. Im Einzelnen ermöglicht die Methode der Knudsen-Effusionsmassenspektrometrie die Identifizierung der im Dampf vorliegenden Atome bzw. Moleküle, die Ermittlung ihrer Partialdrücke im Bereich zwischen 10 und 10^{-7} Pa und die Berechnung thermodynamischer Daten aus den Drücken wie z.B. Sorptionsenthalpien. Für die Messungen wurden Knudsenzellen aus Wolfram eingesetzt, das keine Wechselwirkungen mit den zu untersuchenden Proben zeigt. Einzelheiten zur Methode der Knudsen-Effusionsmassenspektrometrie sind dem Übersichtsartikel (5) sowie den Arbeiten (6) und (7), in denen die Verdampfungsuntersuchungen an den graphitischen Materialien beschrieben werden, zu entnehmen.

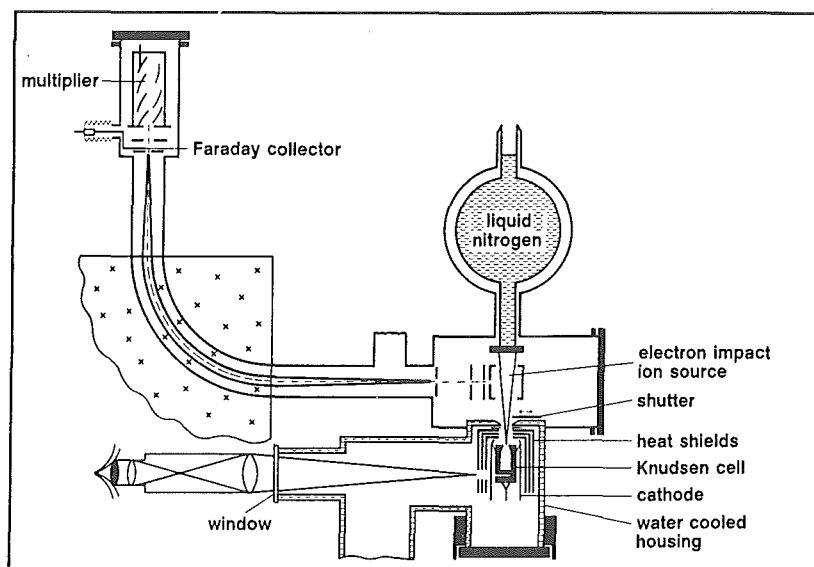


Abb. 1: Schematische Darstellung eines Systems Massenspektrometer-Knudsenzelle.

Ein Vergleich des Sorptionsvermögens unterschiedlicher graphitischer Materialien für Cs oder Sr war durch Einsatz der isopiastischen Methode möglich. Die für solche Untersuchungen entwickelte spezielle Apparatur ist in Abb. 2 dargestellt. Sie besteht im wesentlichen aus einer mit einem eingeschliffenen Molybdän-Stopfen verschließbaren zylinderförmigen Molybdänzelle, die sich in einem UHV-Ofen befindet. In der Molybdänzelle sind bis zu 18 unterschiedliche Proben in Tiegeln aus Wolfram angeordnet. Die Zelle kann bei hoher Temperatur und unter Hochvakuum von außen durch den Stopfen verschlossen werden. In diesem Zustand werden die eingesetzten Proben bei konstanter Temperatur über die Gasphase mit Cs oder Sr beladen bis Gleichgewicht erreicht ist. Eine der eingesetzten Proben dient hierbei als "Quelle"; dieses Probenmaterial wurde zuvor mit CsNO_3 - oder $\text{Sr}(\text{NO}_3)_2$ -Lösung versetzt und nach der Zugabe getrocknet. Die Zersetzung des Nitrats erfolgte in der Molybdänzelle während des ersten Aufheizens vor dem Verschließen der Zelle. Einzelheiten zur isopiastischen Apparatur sind den Arbeiten (7) und (8) zu entnehmen.

Die Bestimmung der Cs und Sr Konzentrationen in den graphitischen Materialien für die Verdampfungsuntersuchungen mit der Knudsen-Effusionsmassenspektrometrie und in den Materialien nach Abschluß eines isopiastischen Experimentes erfolgte radioanalytisch über die Nuklide ^{134}Cs und ^{85}Sr , die als Tracer den Nitratlösungen zugesetzt waren.

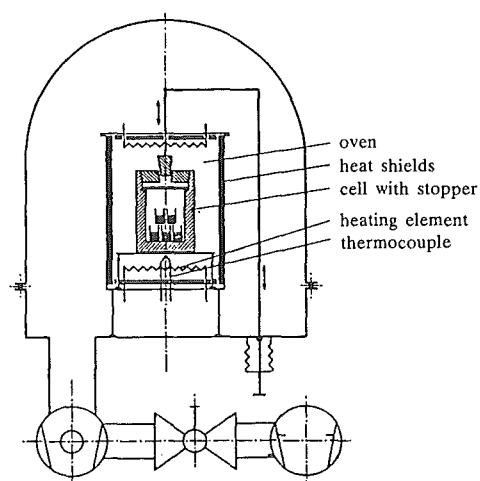


Abb. 2: Apparatur für isopiestiche Experimente.

3. Ergebnisse

3.1 Massenspektrometrische Untersuchungen

Für die Verdampfungsuntersuchungen an A3-Matrixgraphit mit der Knudsen-Effusionsmassenspektrometrie konnten 12 Proben mit Cs-Konzentrationen zwischen 0.170 und $34.760 \text{ mmol kg}^{-1}$ sowie 18 Proben mit Sr-Konzentrationen zwischen $0.388 \cdot 10^{-1}$ und $88.5 \text{ mmol kg}^{-1}$ präpariert werden. Bei der Verdampfung der unterschiedlichen Proben konnten nur die Atome Cs(g) bzw. Sr(g) in der Gasphase nachgewiesen werden. Ihre Partialdrücke wurden durch Eichen der Apparatur mit Silber bei unterschiedlichen Temperaturen bestimmt. Abbildung 3 zeigt als Beispiel die erhaltenen Sr-Dampfdruckkurven für 6 unterschiedliche Sr-Konzentrationen. Analoge Ergebnisse wurden auch für die Cs enthaltenden Proben erhalten.

Aus der Steigung der Sr- und Cs-Dampfdruckkurven konnten Verdampfungsenthalpien ausgewertet werden. Abbildung 4 zeigt als Beispiel die für Sr erhaltenen Werte. Für Cs resultierten Verdampfungsenthalpien zwischen 231 und 349 kJ mol^{-1} . Die erhaltenen Werte für Sr und Cs übertreffen die der Verdampfungsenthalpien von reinem Sr(l) und reinem Cs(l) von 147 bzw. 63 kJ mol^{-1} bei der mittleren Temperatur der Messungen. Dies zeigt eine starke chemische Bindung des sorbierten Sr oder Cs durch Chemisorption an. Für Sr-Konzentrationen oberhalb $0.100 \text{ mmol kg}^{-1}$ nimmt die Verdampfungsenthalpie und damit auch die Sorptionsenthalpie linear mit dem Logarithmus der Konzentration ab (vgl. Abb. 4). Analoges Verhalten zeigen auch die Cs-Sorptionsenthalpien für Cs-Konzentrationen größer als $1.129 \text{ mmol kg}^{-1}$. Dieses Verhalten ist charakteristisch für ein Sorptionsverhalten nach Freundlich. Für kleinere Konzentrationen als 0.100 und $1.129 \text{ mol kg}^{-1}$ für Sr bzw. Cs wurde ein Sorptionsverhalten nach Langmuir bei kleinen Drücken angenommen. Bei diesem Sorptionsverhalten ist

die Verdampfungsenthalpie unabhängig von der Sr- bzw. Cs-Konzentration. Entsprechend dem Verhalten der Sorptionsenthalpien konnten die bestimmten Drücke durch Sorptionsisothermen nach Freundlich und Langmuir dargestellt werden.

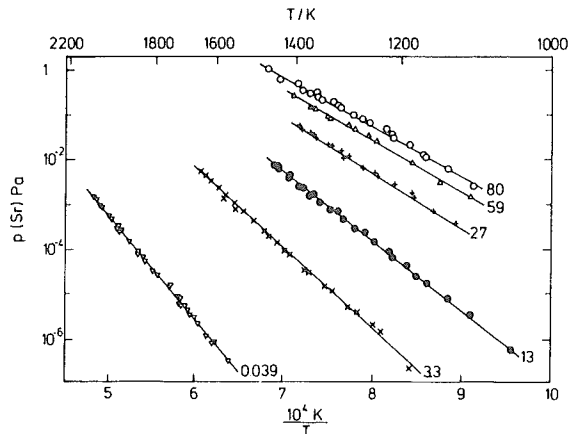


Abb. 3: Sr-Partialdrücke für unterschiedliche Temperaturen über A3-Matrix-graphit mit unterschiedlichen Sr-Konzentrationen

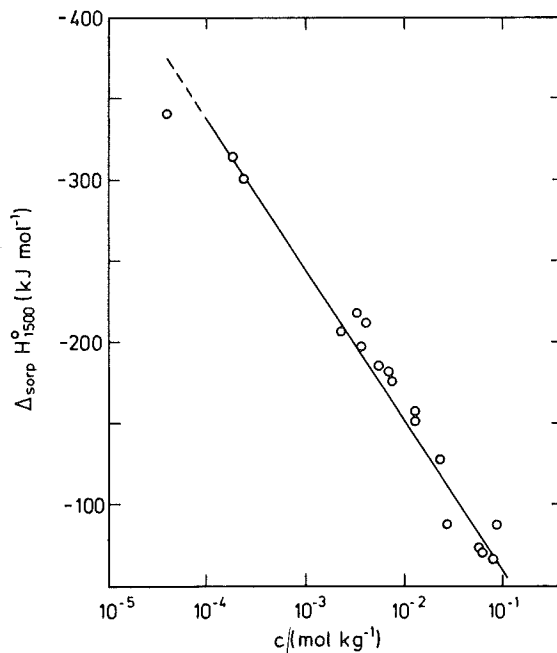


Abb. 4: Verdampfungsenthalpie von Sr für A3-Matrixgraphit mit unterschiedlichen Sr-Konzentrationen

Abbildung 5 zeigt die durch eine Ausgleichsrechnung erhaltenen Sorptionsisothermen für Cs und Sr. Entsprechende mathematische Ausdrücke sowie Einzelheiten zu ihrer Bestimmung sind den Arbeiten (6) und (7) zu entnehmen. Die Knickpunkte im Verlauf der Isothermen entsprechen dem Übergang von Freundlich- zum Henrybereich.

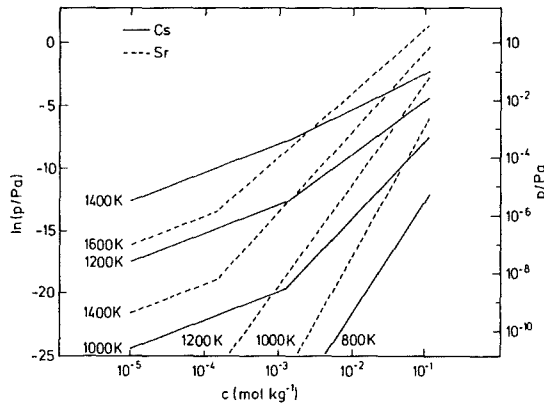


Abb. 5: Sorptionsisothermen von Cs und Sr für A3-Matrixgraphit

Der Einfluß von Jod- und Wasser-Dampf auf die Verdampfung von Cs und Sr wurde durch Verwendung einer Knudsenzelle mit Gaseinlaßsystem untersucht (9). Bei Jodeinlaß konnte eine erhöhte Verdampfung von Cs und Sr in Form von CsI(g) und $\text{SrI}_2\text{(g)}$ beobachtet werden. Offenbar werden diese Jodide weniger stark durch den Graphit gebunden als atomares Cs bzw. Sr. Bei Einlaß von Wasserdampf wurde keine erhöhte Cs- oder Sr-Verdampfung beobachtet; der Dampf reagiert mit dem Graphit und nicht mit dem sorbierten Cs und Sr.

3.2 Isopiestic Experimente

Isopiestic Experimente zur Ermittlung des Sorptionsvermögens unterschiedlicher Materialien konnten wie in Teil 2 beschrieben durchgeführt werden. Hierbei erfolgte die Gleichgewichtseinstellung für Cs bei Temperaturen zwischen 1070 und 1470 K und für Sr bei 1670 K. Die Dauer der Experimente betrug etwa 10 bis 30 d. Die Gleichgewichtseinstellung wurde durch die Überprüfung der Sr- bzw. Cs-Verteilung in den Proben nach der Beladung über die Gasphase sichergestellt.

Sorptionsuntersuchungen an den Komponenten von A3-Matrixgraphit zeigten, daß Cs und Sr im Vergleich zu den Füllerkörnern überwiegend durch den verkockten Phenolharzbinder sorbiert wird. Die Bedeutung des Binders zeigt ein weiteres isopiestic Experiment (7), bei dem neben hochgraphitierten Reflektorgraphit ohne verkockten Phenolharzbinder (Typ ASR-1RG, Fa. SIGRI, Meitingen), Matrixgraphite mit 10 Gew.% Binderanteil (A3-3 Matrix) sowie mit 30 und 100 Gew.% Binderanteil eingesetzt waren (Abb. 6). Experimente mit

unterschiedlich korrodiert Matrix (bis zu 14 % Gewichtsverlust) ergaben eine Abnahme der Sorption mit zunehmendem Korrosionsgrad (6). Dies ist mit den beschriebenen Ergebnissen konsistent, da bekannt ist, daß bei Korrosion überwiegend der verkockte Phenolharzbinder aus dem A3-Matrixgraphit herausgelöst wird.

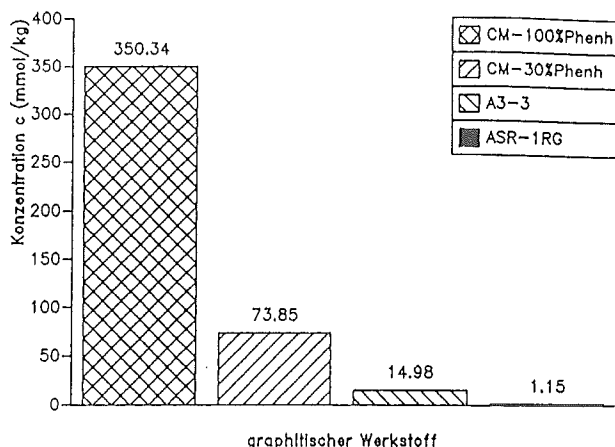


Abb. 6: Cs-Konzentration in unterschiedlichen graphitischen Materialien nach einem isopiastischen Experiment bei 1373 K über 360 h.

Untersuchungen an bestrahltem A3-Matrixgraphit für Cs ergaben für eine Neutronenfluenz, wie sie beim Betrieb eines Reaktors vorliegt, eine Vergrößerung des Sorptionsvermögens um bis zu 30 %.

3.4 Modellrechnungen

Die Rückhaltung metallischer Spaltprodukte durch Graphit ist -aufbauend auf den vorstehend skizzierten Experimenten- im Rahmen von rechnerischen Quelltermanalysen für HTR-Kernaufheizungen mit Hilfe des deutschen Referenzmodells FRESCO (10) intensiv untersucht worden; dabei zeigte sich, daß bei den derzeit aktuellen kleinen HTR eine nahezu vollständige Rückhaltung des aus coated particles freigesetzten geringen Aktivitätsanteils erfolgt (11). Bei mittelgroßen (THTR-300, HTR-500) und großen HTR sind die Freisetzungsteile aus den coated particles wegen der höheren Störfalltemperaturen von $> 2500^{\circ}\text{C}$ erheblich größer (Cs, Sr: $> 50\%$), so daß die Konzentrationen im Graphit den Freundlich-Bereich (vgl. Teil 3.1) erreichen und die Rückhaltung damit verringert wird. Für den THTR-300 bleibt der Sr-Rückhaltefaktor am Graphit jedoch auch noch bei den ungünstigsten Annahmekombinationen bezüglich der Sorptionsdaten und des Störfallablaufs bei > 10 ; er vergrößert sich bei Ansatz eines konzentrationsabhängigen Spaltproduktendiffusionskoeffizienten im Graphit (wie er für britische Nukleargraphite gefunden wurde, für deutsche Materialien liegen bisher keine Werte vor) auf 10^5 für Sr und 10^2 - 10^3 für Cs (12). Damit zeigt sich, daß die

Spaltprodukt/Graphit-Wechselwirkung zum dominierenden Rückhaltemechanismus für Cs und Sr bei mittelgroßen HTR wird. Die Bildung von flüchtigem CsI kann zwar die Cs-Rückhaltung am Graphit beeinträchtigen (13), ändert aber wegen der geringen absoluten Jodfreisetzung das skizzierte Gesamtbild nicht.

5. Schlußfolgerungen

Die Untersuchungen haben gezeigt, daß verkokter Phenolharzbinder ein besonders großes Sorptionsvermögen für Cs und Sr besitzt. Deshalb übertrifft das Sorptionsvermögen von A3-Matrixgraphit für die Brennelemente das des hochgraphitierten Materials für den Reflektor, welches diese Komponente nicht enthält. Das besondere Sorptionsvermögen des Phenolharzbinders kann durch seine Struktur erklärt werden. Der Binder ist hochporös und hat eine turbostratische Struktur. Die Ebenen der Kohlenstoffatome haben viele Fehlstellen und sind nicht parallel.

Die festgestellte starke chemische Bindung für Cs und Sr durch Chemisorption deutet auf einen Rückhaltung dieser Elemente bei einer störfallbedingten Kernaufheizung hin. Mit den bestimmten Sorptionsisothermen durchgeführte Freisetzungsberechnungen ergaben durch die Sorption für Sr einen größeren Rückhalteneffekt als für Cs. Von besonderer Bedeutung für die Rückhaltung ist hierbei der für Hochtemperaturreaktoren deutscher Entwicklung verwendete Matrixgraphit in den kugelförmigen Brennelementen, der nichtgraphitierten Phenolharzbinder enthält.

Wegen des hohen Sorptionsvermögens des verkokten Phenolharzbinders, sind aus diesem Material hergestellte Einrichtungen denkbar, die an geeigneter Stelle eines HTR angebracht, im Fall einer Kernaufheizung die mögliche Freisetzung von Cs und Sr erheblich erniedrigen können.

Literaturübersicht

1. H. Nickel, K. Hofmann, W. Wachholz, I. Weisbrodt, Nucl. Engin. and Design 127, 181 (1991).
2. W. Kröger, H. Nickel, R. Schulten, Nuclear Safety 29, 36 (1988).
3. W. Kröger, H. Nickel, Nuclear Safety 30, 487 (1989).
4. KFA-ISF, Report des Forschungszentrums Jülich (KFA), Jül-Spez-220, 1983.
5. K. Hilpert, Rapid Commun. Mass Spectr. 5, 175 (1991).
6. K. Hilpert, H. Gerads, und D. Kobertz, Ber. Bunsenges. Phys. Chem. 89, 43 (1985).
7. J. Kwasny, K. Hilpert und H. Nickel, Report des Forschungszentrums Jülich (KFA), Jül-2353, 1990.
8. K. Hilpert, H. Gerads, D. Kath und D. Kobertz, High Temp. - High Pressures 20, 157 (1988).
9. K. Hilpert in: "Transport of Fission Products in Matrix and Graphite", Hrsg. E. Hoinkis, HMI-Report, HMI-0372, 1983.
10. R. Moormann, K. Verfondern: Report des Forschungszentrums Jülich (KFA), Jül-Spez-388/3, 1987
11. R. Moormann: Report des Forschungszentrums Jülich (KFA), Jül-2669 (1992)
12. R. Moormann, K. Röllig in: KTG-Bericht 'Stand der HTR-Sicherheitsforschung' (1989)
13. R. Moormann, K. Hilpert: Nucl. Techn. 94, 56 (1991)

Lösung der Entsorgungsfrage beim Hochtemperaturreaktor

Erich Merz Heiner Brücher Stephan Halaszovich

1. Rückblick

In der wechselhaften Entwicklungsgeschichte des Hochtemperaturreaktors haben die Bemühungen um eine Wiederaufarbeitung der abgebrannten Brennelemente lediglich eine Nebenrolle gespielt. Das Hauptinteresse galt den verschiedenen Reaktorkonzepten. Die Entwicklung einer problemorientierten Entsorgungstechnologie rangierte in der Prioritätenliste auf einem der hinteren Plätze, obgleich schon mit der Inbetriebnahme der ersten Hochtemperaturreaktor-Generation (DRAGON, PEACH BOTTOM, AVR) auf die Sinnfälligkeit und Notwendigkeit der Verfügbarkeit eines geschlossenen Kernbrennstoffkreislaufes hingewiesen wurde /1/.

Bei der im Jahre 1964 zwischen der BBK und der KFA ins Leben gerufenen Thorium-Hochtemperaturreaktor-Assoziation fehlte in der Zielsetzung noch ein konkreter Hinweis auf die Wiederaufarbeitung, obwohl bekannt war, daß ein wirtschaftlich sinnvoller Thoriumkreislauf auf eine chemische Abtrennung des erbrüteten U-233 angewiesen ist. Die verschiedenen, als Thoriumbrüter vorgeschlagenen Reaktorsysteme (epithermischer Salzschnmelzenbrüter, Schwerwasserbrüter, HTR-Brüter) stellten unterschiedliche Randbedingungen an eine Wiederaufarbeitung und Abfallbehandlung. Durch die Überlegungen zur Konzeption eines Thoriumbrüters rückte die Frage der Wiederaufarbeitung mehr und mehr in den Vordergrund, da das Brüten nur mit diesem anschließenden Schritt einen Sinn ergibt /2/. Allerdings wurde schon damals von Schulten die Idee geäußert, den Thorium-Hochtemperaturreaktor für eine gewisse Markteinführungsphase ohne Wiederaufarbeitung zu betreiben /3/.

Um die Entwicklung von Wiederaufbereitungsverfahren in Gang zu setzen, ergriff das Bundesministerium für wissenschaftliche Forschung, unter maßgeblicher Mitwirkung des seinerzeitigen wissenschaftlich-technischen KFA-Vorstandsmitglieds Professor Boettcher, die Initiative. Es gründete 1966 einen Arbeitskreis, der theoretische und experimentelle Untersuchungen zur Entwicklung wirtschaftlicher Aufbereitungsverfahren für die bestehenden Thorium-Reaktorkonzepte durchführen sollte. Hieran beteiligten sich neben dem federführenden Institut für Chemische Technologie der KFA die Far-

benfabriken Bayer, Farbwerke Hoechst, Gelsenkirchener Bergwerks-AG, Friedr. Krupp, Kali-Chemie, Nukem und Vereinigte Aluminium-Werke. Der Arbeitskreis setzte sich zwei Aufgaben:

- Die Erarbeitung einer Sofortlösung, deren Realisierung in absehbarer Zeit technisch möglich war und sich in den Grundzügen auf das aus den USA bekannte THOREX-Prinzip abstützen sollte, wobei daran gedacht war, die Wiederaufarbeitungsanlage Karlsruhe nach Abschluß der Demonstrationsphase für den LWR-Uran-Plutoniumkreislauf ab dem Jahre 1983 für den Thoriumkreislauf umzurüsten.
- Die Untersuchung von sog. nichtwäßrigen Zukunftsverfahren, die gegenüber der Sofortlösung wirtschaftliche Vorteile erwarten ließen, für die jedoch noch eine längere Forschungs- und Entwicklungszeit notwendig gewesen wäre /1/.

Die gemeinsamen Anstrengungen der verschiedenen Partner in den Folgejahren (1966 - 1974) führten jedoch zu der klaren Erkenntnis, daß nur das auf dem THOREX-Prinzip basierende wäßrige Prozeßschema, ergänzt durch ein Verbrennungs-Head-End für die Entfernung des Moderatorgraphits der HTR-Brennelemente, den erfolgversprechenden Weg darstellt. Der folgerichtige Schritt war die Entscheidung zum Bau einer halbtechnischen Versuchsanlage, die den Namen JUPITER trug (Juelicher Pilotanlage für Thorium Element Reprocessing) /4/.

Die ab 1966 einsetzenden dornenreichen Bemühungen um den richtigen Weg der HTR-Markteinführung und der damit zusammenhängende "künstlich" erzeugte Zeitdruck, den Nachweis von Fortschritten bei der Realisierung der Schließung des HTR-Brennstoffkreislaufs zu führen, schaden dem JUPITER-Projekt mehr als sie nutzten /5/. Das Ende war unglücklich: Die ursprünglich am Projekt beteiligten Firmen zogen sich wegen der fehlenden Aussicht auf eine baldige Markteinführung des Hochtemperaturreaktors nach und nach zurück. Nach der Installation der Anlage in den Großen Heißen Zellen der KFA und den kalten Inbetriebnahmeversuchen kamen mit dem allmählichen "Aus" für die verschiedenen HTR-Projekte bereits 1985 alle Arbeiten zur Entwicklung der HTR-Wiederaufarbeitungstechnologie zum Erliegen. Dies bedeutete aber nicht das Ende der Bemühungen um die Lösung der Entsorgungsfrage.

Das Atomgesetz in der Fassung vom 31. 10. 1976 gestattet nämlich die direkte Endlagerung in Ausnahmefällen, soweit die schadlose Verwertung nach dem Stande von Wissenschaft und Technik nicht möglich oder wirtschaftlich nicht vertretbar ist /6/. Diese Möglichkeit der Zwischen- und Endlagerung wurde für die HTR-Brennelemente schon zu diesem Zeitpunkt ins Auge gefaßt. Insofern trat in der Lösung der Entsorgungsfrage für Hochtemperaturreaktoren bis heute kein Bruch auf /7/.

2. Wiederaufarbeitung der Brenn- und Brutelemente eines HTR

Einzig die Wiederaufarbeitung bietet die Möglichkeit, die in den abgebrannten Brennelementen enthaltenen Wertstoffe zurückzugewinnen und wieder für eine Energieerzeugung nutzbar zu machen. Dies gilt sowohl für den ursprünglich für Hochtemperaturreaktoren bevorzugt ausgewählten Thorium-Uran 233-Brennstoffkreislauf als auch für den später in Betracht gezogenen, sog. niedrig angereicherten Uran-Plutoniumkreislauf. Der Wiederaufarbeitung kommt die Aufgabe zu, die störenden Spaltprodukte von den Wertstoffen Thorium, Uran und/oder Plutonium sauber abzutrennen, damit dieser hochaktive Abfallstrom anschließend in auslaugungsresistente Abfallverwahrformen (z. B. Glas) für die Endlagerung überführt werden kann. Desweiteren sind die Wertstoffe Thorium und Uran in dem einen, bzw. Uran und Plutonium in dem anderen Fall quantitativ voneinander zu trennen, um sie dann wieder für eine Weiterverwendung bereitzustellen.

Der heutige Kenntnisstand läßt die generelle Aussage zu, daß sich mit einem entsprechenden Aufwand sowohl im U/Pu- als auch im Th/U-Brennstoffzyklus jedes zweckgerecht konzipierte Brennelement wiederaufarbeiten läßt. Auch die dabei anfallenden radioaktiven Abfallstoffe lassen sich in endlagerfähige Produkte konditionieren.

Die abgeschätzten höheren spezifischen Wiederaufarbeitungskosten für thoriumhaltige Brenn- und Brutstoffe im Vergleich zu den U/Pu-Brennstoffen der heute marktbeherrschenden LWR's resultieren nur zum geringen Teil aus einem gewissen Zusatzaufwand im chemischen Prozeßteil, sondern in der Hauptsache aus dem unumgänglichen Mehraufwand für die Head-End-Stufe. Verursacht wird dies, unabhängig davon, ob Th/U- oder niedrig angereicherter (LEU-)U-Brennstoff verwendet wird, durch die technisch aufwendigere Head-End-Behandlung, bei der zunächst die rund 20-fache Graphit- bzw. Kohlenstoffmenge - bezogen auf den Schwermetallgehalt - entfernt werden muß, bevor eine Auflösung des Kernbrenn- und Brutstoffs in Säure für den anschließenden chemischen Trennprozeß erfolgen kann.

2.1 Head-End-Behandlung für graphithaltige Brennelemente

Brennelemente des Hochtemperaturreaktors kommen in zwei grundsätzlich unterschiedlichen Ausführungen zum Einsatz, als prismatische Brennelementblöcke (GAC-Design) und als in Deutschland entwickelte kugelförmige Brennelemente (siehe Abb. 1). Die Brennelementzusammensetzung zeigt jedoch starke Ähnlichkeiten.

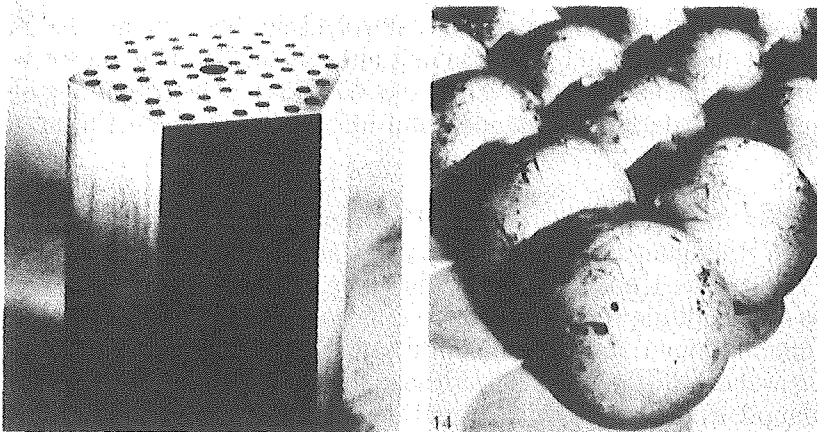


Abb. 1: HTR-Brennelementtypen

GAC-BE = 130 kg
 m_C = 116 kg
 m_{SM} = 14 kg

THTR-BE = 205 g
 m_C = 194 g
 m_{SM} = 11 g

Der Brenn- und Brutstoff wird jeweils in Form kleiner Kügelchen eingesetzt, die zur effektiven Spaltproduktückhaltung mit mehreren Schichten von pyrolytisch abgeschiedenem Kohlenstoff und meist zusätzlich einer Zwischenschicht aus Siliziumcarbid, SiC , umhüllt sind. Die beschichteten Brennstoffpartikeln sind aus reaktorphysikalischen Gründen in dem kugelförmigen Brennelement homogen und im prismatischen Brennelementblock heterogen in eine Graphitmatrix eingebettet.

Für die Freilegung der Kernbrenn- und Brutstoffe eignen sich zwei Methoden besonders:

1. Mechanisches Aufmahlen der Brennelemente einschließlich Aufbrechen der Partikelbeschichtung und anschließendes Herauslösen des Schwermetalls mit konzentrierter Salpetersäure. Zweckmäßig ist ein stufenweises Vorgehen: In der ersten Stufe wird der Hauptteil des Moderatorgraphits mechanisch entfernt, ohne dabei die Partikel zu beschädigen; in der zweiten Stufe erfolgt das Aufbrechen der Partikel und das nachfolgende Herauslösen des Schwermetalls.
2. Mechanisches Aufmahlen der Brennelemente wie oben und anschließende Verbrennung des gesamten Graphits und Kohlenstoffs in einem Wirbelschichtofen. Der verbleibende Schwermetallrückstand wird in Salpetersäure aufgelöst.

Darüber hinaus wurden auch noch andere Methoden wie die Hochtemperatur-Halogenidverflüchtigung oder die elektrolytische bzw. chemische Zerlegung der Graphitmatrix auf ihre Eignung untersucht. Die Ergebnisse waren jedoch unbefriedigend. Letztlich wurde die Wirbelschichtverbrennung als die bevorzugte Methode herausgefunden und für den technischen Einsatz optimiert /8/.

Insbesondere das Abgas, das bei der Verbrennung entsteht, erfordert eine aufwendige Reinigung. Aber auch das Abgas aus dem Auflöser muß sorgfältig von radioaktiven und anderen chemischen Schadstoffen gesäubert werden. Zur Rückhaltung von Feinststäuben und Aerosolen lassen sich verschiedene Kombinationen aus Sintermetallfiltern, Faserstoff- oder Elektrofiltern sowie Schwebestofffiltern wirksam einsetzen. Der vollständige Umsatz des Graphits und Kohlenstoffs zu CO_2 und dessen Emission verursachen durch das aus diesen Stoffen freigesetzte C-14 eine unter Umständen unzulässige radiologische Umweltbelastung. Deshalb empfiehlt sich entweder eine Vorabtrennung eines Großteils des Matrixgraphits auf mechanisch-trockenem Wege mit direkter Endlagerung des Graphits oder die chemische Umsetzung des CO_2 -Abgases mit Kalkmilch zu CaCO_3 und dessen Endlagerung. Zur Abtrennung von Kr-85 aus dem Verbrennungs- und Auflöserabgas wurden absorptiv und adsorptiv arbeitende Verfahren entwickelt /9, 10/.

2.2 Chemische Stofftrennung bei der HTR-Brennelementwiederaufarbeitung

Die mit Abstand beste und leistungsfähigste Methode zur chemischen Stofftrennung bei der Wiederaufarbeitung stellt die Flüssig-Flüssig-Extraktion (Solventextraktion) dar. Dieser verfahrenstechnische Teilschritt ist das Herzstück des THOREX- und des PUREX-Prozesses.

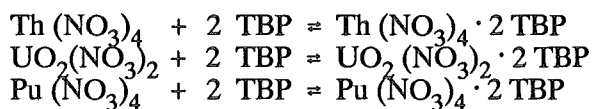
Grundlage beider Prozeßschemata ist die Solventextraktion mit dem Stoffsystem HNO_3 als wäßriger und einem Gemisch aus Tributylphosphat und Kerosin (Dodecan) als organischer Phase. Darunter versteht man die Überführung eines oder mehrerer (z. B. Th, U, Spaltprodukte) in einer flüssigen Phase gelöster Stoffe in eine andere flüssige Phase, wobei die beiden flüssigen Phasen selbst nicht miteinander mischbar sind. Die Menge eines Stoffes, die von einer Phase in die andere übertritt, wird durch den Verteilungskoeffizienten K_D bestimmt. Er ist definiert als das Verhältnis der Gleichgewichtskonzentrationen c_{org} des Stoffes X in der organischen Phase zur Konzentration c_{aq} des gleichen Stoffes in der wäßrigen Phase

$$K_D = \frac{c_{\text{org}}}{c_{\text{aq}}}$$

Technisch erfolgt der Extraktionsvorgang in zwei Teilschritten:

Zunächst geschieht eine innige Durchmischung der beiden Phasen, wobei der Übergang des Stoffes von einer Phase in die andere gemäß dem Verteilungskoeffizienten erfolgt. Der nächste Schritt ist dann die Trennung der beiden Phasen in eine organische und eine wäßrige Phase.

Sowohl beim PUREX- als auch beim THOREX-Verfahren wird als organische Phase eine 20 - 30 %ige Lösung von Tributylphosphat, $(C_4H_9)_3PO_4$, in n-Dodecan, $C_{12}H_{26}$, und als wäßrige Phase eine salpetersaure Lösung unterschiedlicher Konzentration verwendet. Thorium, Uran und Plutonium bilden nun im Vergleich zu den Spaltprodukten mit dem Tributylphosphat, TBP, bevorzugt Komplexe gemäß folgender Gleichungen



Die Lage des Gleichgewichtes dieser Reaktionsgleichungen ist stark von der Salpetersäurekonzentration in der wäßrigen Phase abhängig, d. h. der Verteilungskoeffizient des Thoriums, Urans und Plutoniums ist eine Funktion der Salpetersäurekonzentration. Abbildung 2 zeigt die Verhältnisse für einige interessierende Elemente.

Daraus läßt sich entnehmen, daß sich die drei hauptsächlich interessierenden Elemente Th, U und Pu bei Vorliegen 3 - 8 molarer HNO_3 -Konzentrationen unterschiedlich, jedoch in jedem Falle gut bis sehr gut in die organische Phase extrahieren lassen. Praktisch alle Spaltprodukte verbleiben nahezu vollständig in der wäßrigen Phase, da sie nur vergleichsweise geringe Verteilungskoeffizienten aufweisen. Bei sehr geringen Säurekonzentrationen ($< 0,1 M$) fallen die Verteilungskoeffizienten von Th, U und Pu stark ab, so daß die jeweilige Gleichgewichtskonzentration nahezu ganz auf der wäßrigen Seite liegt. Auf diesem unterschiedlichen Verhalten der Verteilungskoeffizienten baut sich das chemische Trennverfahren auf:

- Bei hoher HNO_3 -Konzentration erfolgt die Extraktion der Wertstoffe Th^{IV} , U^{VI} und Pu^{IV} in die organische Phase, wobei die Spaltprodukte weitgehend in der wäßrigen Phase verbleiben.
- Rückextraktion des Wertstoffes Th^{IV} durch Absenken der HNO_3 -Konzentration, bzw. von Pu durch Reduktion des Pu^{IV} in die dreiwertige Stufe; das U^{VI} verbleibt in beiden Fällen in der organischen Phase.
- Rückextraktion von U^{VI} durch sehr starke Absenkung der HNO_3 -Konzentration ($< 0,1 M$)

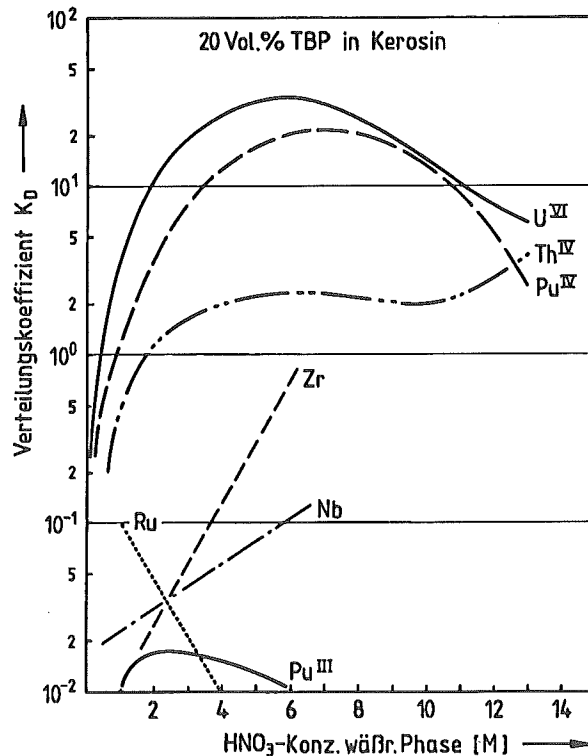


Abb. 2: Verteilungskoeffizienten von Th, U und Pu sowie der Spaltprodukte Zr, Ru und Nb mit 20 Vol.-% TBP/Kerosin als Funktion der HNO_3 -Konzentration

Mehrfaches Wiederholen dieses Vorganges Extraktion und Rückextraktion führt schließlich zu den geforderten hohen Dekontaminationsfaktoren.

Die grundsätzlichen chemischen und verfahrenstechnischen Abläufe sind beim THOREX- und beim PUREX-Prozeß vergleichbar. Der kleinere K_D -Wert für Th sowie die Tatsache, daß beim THOREX-Prozeß kein Wertigkeitswechsel für die Th/U-Trennung möglich ist, machen sich in der Durchführung des Verfahrens aber erschwerend bemerkbar. Die in der KFA durchgeführten Optimierungsarbeiten zum THOREX-Verfahren haben in der internationalen Fachwelt größte Anerkennung gefunden.

3. Abfallbehandlung

Mit der Wiederaufarbeitung auf das engste verbunden ist die radioaktive Abfallbehandlung und -beseitigung, d. h. die Endlagerung der konditionierten Abfälle. Hinsichtlich der Behandlung der resultierenden Abfälle bestehen zwischen den beiden Prozeßschemata THOREX und PUREX nur marginale Unterschiede. Gewisse Ausnahmen können sich lediglich beim Head-End-Abfall ergeben, ohne daß wirklich große Abweichungen bestehen würden. Bei den gelegentlich ins Feld geführten, angeblich völlig anders gearteten Problemen werden die Randbedingungen einer LWR-BE-Wiederaufarbeitung nach dem PUREX-Prinzip fälschlicherweise mit denjenigen einer HTR-BE-Wiederaufarbeitung verglichen. Die im Head-End der HTR-BE-Wiederaufarbeitung anfallenden spezifischen Abfallsorten, insbesondere bestrahlter Moderatorgraphit und Brennstoffpartikelbeschichtungen, fallen in die Rubrik mittelaktiver Abfall. Ein Sonderproblem der Abfallbehandlung stellt auch das durch eine CO_2 -Verfestigung gebildete CaCO_3 dar; hier handelt es sich um ein schwach aktives Abfallprodukt.

Das Hauptaugenmerk bei jeder Brennstoff-Wiederaufarbeitung muß auf den hochaktiven Raffinatstrom aus dem 1. Extraktionszyklus (HAW) gelenkt werden. Dieser wäßrige Abfallstrom enthält über 99 % der Spaltprodukte sowie die Aktiniden Np, Am und Cm. Die Spaltproduktkonzentration liegt je nach eingesetztem Fließschema bei 5 - 10 g/l. Für die Weiterverarbeitung empfiehlt sich eine Konzentrierung durch Eindampfen auf etwa 100 g/l. Die Lösungen werden für einige Zeit (u. U. Jahre) in doppelwandigen Tanks unter wirksamer Kühlung zur Abführung der Nachzerfallswärme zwischengelagert. Dann erfolgt eine Überführung der Spaltproduktlösungen vom flüssigen in den festen Zustand.

Die einfachste Art der Verfestigung ist die Herstellung von Kalzinaten durch Eindampfen der Lösungen und Erhitzung der Rückstände auf 500 - 800°C. Wesentlich widerstandsfähigere Produkte sind zur Gewährleistung der Langzeitisolation in geologischen Endlagern jedoch gefordert. Dafür geeignet sind eine glasartige oder eine keramische Matrix. Nach verschiedenen Verfahren hergestellte Borosilikatgläser weisen im Kontakt mit wäßrigen Lösungen eine ausreichende Auslaugresistenz auf. Außerdem besitzen sie ein gutes Aufnahmevermögen für die meisten der über 30 chemischen Elemente, die im HAW vertreten sind. Das Institut für Chemische Technologie der KFA hat wichtige Beiträge zur Lösung der HAW-Verglasung geliefert /11/.

Für die bei den verschiedenen Verarbeitungsschritten der Wiederaufarbeitung neben dem HAW anfallenden mittel- und schwachaktiven Abfallstoffe, die in gasförmiger, flüssiger oder fester Form vorkommen, existieren heute erprobte Verfahren. Die Vorbehandlung der Rohabfälle besteht im wesentlichen aus einer Verringerung des Volumens bei flüssigen Abfällen und einer

geeigneten Fixierung und Verpackung der festen Abfälle. Zum Einsatz gelangen vorzugsweise die Konditionierungsverfahren

- Adsorption gasförmiger Substanzen an Feststoffen,
- Eindampfen der Lösungen,
- Verbrennen organischer Substanzen,
- Kompaktieren inerte Feststoffe und
- Fixieren in einer inerten Feststoffmatrix (z. B. Zementieren).

Das Radionuklidspektrum schwankt bei den verschiedenen Abfallströmen in weiten Bereichen. Für deren Verarbeitung (Konditionierung) verfügt man heute über geeignete und bewährte Verfahren.

4. Direkte Endlagerung

Eine Entsorgung abgebrannter Brennelemente aus Hochtemperaturreaktoren ist grundsätzlich auch über eine direkte Endlagerung ohne Wiederaufarbeitung möglich, ungeachtet der Tatsache, daß dieser Weg im Interesse einer Ressourcenschonung nur unter Abwägung der Vor- und Nachteile beschritten werden sollte.

Die Aktivitäten der KFA zur direkten Endlagerung von ausgedienten Hochtemperaturreaktor-Brennelementen reichen zurück bis in die siebziger Jahre. Ziel der damaligen Arbeiten war die versuchsweise Endlagerung von 100.000 Brennelementen aus dem Jülicher AVR-Reaktor im ehemaligen Salzbergwerk Asse bei Wolfenbüttel /12/. Einhundert Stahlkannen mit Brennelementen sollten auf der 750-m-Sohle des Salzbergwerks in vier 36 m tiefen Bohrlöchern endgelagert werden. Alle über- und untertägigen Einrichtungen zur Handhabung der Brennelemente wurden installiert, die für die Einlagerung erforderlichen Genehmigungen lagen vor. Im Jahr 1978 wurde das Vorhaben aber aus übergeordneten Gründen eingestellt, ohne daß es zu einer Einlagerung gekommen wäre. Hingegen wurden die Untersuchungen zur Charakterisierung und zum Freisetzungsverhalten endzulagernder HTR-Brennelemente unter den Bedingungen eines salinaren Endlagers in der KFA fortgeführt.

Intensiviert wurden die Arbeiten zur direkten Brennelement-Endlagerung mit der Einrichtung des Projekts "MAW- und HTR-BE-Versuchseinlagerung in Bohrlöchern" in der KFA im Jahr 1983 /13/. Dieses Projekt hat die Aufgabe, die Technik für die Endlagerung von bestimmten wärmeentwickelnden Abfällen aus der Wiederaufarbeitung der Leichtwasserreaktor-Brennelemente und von verbrauchten HTR-Brennelementen in Bohrlöchern im Salz zu entwickeln und zu erproben. Wiederaufarbeitungsabfälle und verbrauchte Brennelemente sind in diesem Projekt zusammengefaßt, weil sie eine auf das

Volumen bezogen vergleichbare Wärmeentwicklung besitzen und deshalb mit einer einheitlichen Technik endgelagert werden sollen /14/.

Für den Einsatz dieser Bohrlochtechnik spricht die Robustheit der tennisballgroßen Brennelemente des Hochtemperaturreaktors mit ihren jeweils einigen zehntausend stecknadelkopfgroßen beschichteten Brennstoffteilchen in einer Graphitmatrix (s. Abb. 3). Dieses Brennelement hält bei allen denkbaren Betriebs- und Störfallsituationen im Endlager seine radioaktiven Stoffe in hohem Maß zurück. Daher kann auf eine aufwendige Verpackung wie bei der direkten Endlagerung von Leichtwasserreaktor-Brennelementen verzichtet werden.

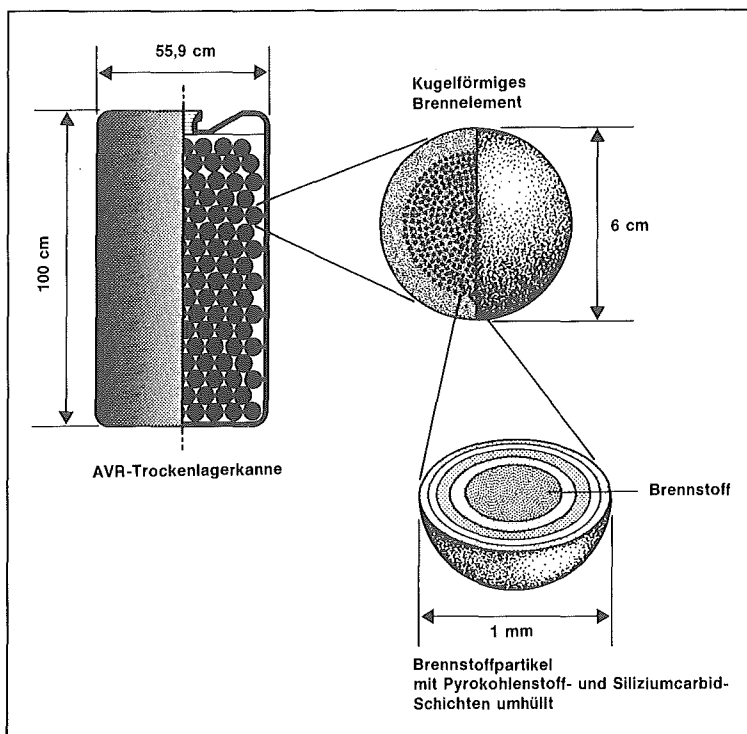


Abb. 3: Schnitt durch ein kugelförmiges HTR-Brennelement. Jeweils 950 AVR-Brennelemente werden in Edelstahlkannen verpackt und zunächst in der KFA Jülich zwischengelagert

Ein Schwerpunkt der Projektarbeiten ist die Durchführung eines in situ-Einlagerversuchs mit echten Brennelementen zur Simulation der prinzipiellen Handhabungs- und Einlagerungstechnik /15/. Der Versuch soll unter mög-

lichst realistischen Bedingungen auf der 800-m-Sohle des Salzbergwerks Asse durchgeführt werden und soll zeigen, daß man verbrauchte Brennelemente untertage sicher handhaben und in Bohrlöcher einlagern kann. Nach Versuchsende werden die Brennelemente wieder aus dem Bergwerk entfernt. Die Arbeiten werden maßgeblich unterstützt durch die Forschungszentrum für Umwelt und Gesundheit GmbH (GSF).

Fünf großkalibrige Bohrlöcher mit einem Durchmesser von 1 m und einer Tiefe von 10 m wurden in den Streckenboden gebohrt. In die drei zentralen Bohrlöcher sollen die MAW-Abfälle und die HTR-Brennelemente rückholbar für mehrere Jahre eingelagert werden. Die übrigen Bohrlöcher und eine Vielzahl von kleinkalibrigen Meßbohrungen werden für ein ausgedehntes geomechanisches Meßprogramm genutzt.

Der Versuchsaufbau ist weitestgehend installiert, die atomrechtliche Genehmigung zu seiner Durchführung nach § 9 AtG ist aber noch nicht erteilt.

5. Ausblick

Über den richtigen Entsorgungsweg beim Hochtemperaturreaktor wurde in der Vergangenheit viel diskutiert. Wenig Beachtung fanden die intensiven experimentellen Arbeiten zur Realisierung einer technisch einwandfreien Wiederaufarbeitung der graphithaltigen Brennelemente sowie einer Rezyklierung der abgetrennten Wertstoffe.

Die immer wieder vorgebrachte Besorgnis, die Markteinführung des Hochtemperaturreaktors könne am Ende an der ungelösten Entsorgung scheitern, entbehrt jeder Grundlage. Man verfügt heute über zufriedenstellende technische Lösungen, die eine umweltverträgliche sowie wirtschaftlich tragbare Entsorgung sämtlicher beim Betrieb der Kernkraftwerke anfallenden radioaktiven Abfälle sicherstellen.

Mit den beiden Konzepten des geschlossenen (mit Wiederaufarbeitung) und offenen Brennstoffkreislaufs (mit direkter Endlagerung) besteht eine Wahlmöglichkeit. Deren Anwendungsbereiche überschneiden bzw. ergänzen sich teilweise. Stärker als bisher sollte eine dritte Möglichkeit beachtet werden, nämlich die längerfristige Zwischenlagerung der abgebrannten Brennelemente über 30 bis 50 Jahre, d. h. bis zu einem Zeitpunkt, an dem sich die Fortentwicklung der Kernenergienutzung und ihre Bedeutung zur langfristigen Energiedeckung besser überschauen lassen.

6. Literatur

1. E. Merz, Aufarbeitung bestrahlter Brenn- und Brutstoffe, atomwirtschaft/atomtechnik 13 (1968) 417 - 421
2. L. Küchler, Die Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoff: Ein Stiefkind der Kerntechnik? atomwirtschaft/atomtechnik 2 (1964) 246 - 251
3. R. Schulten, Der Hochtemperaturreaktor als Brüter, atomwirtschaft/atomtechnik 11 (1966) 318
4. E. Zimmer, E. Merz, Chemical Processing of HTR Fuels applying either THOREX or PUREX Flowsheets, IAEA Specialists Meeting on Gas-Cooled Reactor Fuel Development and Spent Fuel Treatment, Moscow/UdSSR, 18. - 21. 10. 1983, IAEA Proceedings (1984)
5. H. Öhme, J. Schlösser, Weiterentwicklung des Hochtemperaturreaktors, atomwirtschaft/atomtechnik 23 (1978) 408 - 412
6. Bundesminister des Innern, Neufassung des Gesetzes über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) vom 31. 10. 1976
7. E. Merz, Keine Entsorgung ohne Wiederaufarbeitung, atomwirtschaft/atomtechnik 24 (1979) 481 - 483
8. E. Merz, Wiederaufarbeitung im Thoriumbrennstoffkreislauf, KFA-Bericht Jül-Spez-85 (1980)
9. H. Barnert-Wierner, H. Hackfort, M. Heidendael, J. Patay, H. Vijgen, Abgasreinigung in der Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen, KFA-Bericht Jül-Conf-30 (1979) 85 - 103
10. H. Ringel, R. Printz, T. Burbach, Development of a Process for Adsorptive Separation of Kr-85 from the Off-Gas of Nuclear Facilities, Proc. 21th DOE/NRC Nuclear Air Cleaning Conf., San Diego/USA, 13. - 16. 8. 1990, Vol. 1 (1991) 299 - 314
11. St. Halaszovich, Verfestigung hochradioaktiver Spaltproduktlösungen aus der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente für eine Verfestigung, KFA-Bericht Jül-1636 (1980)

12. J. Wolf, Endlagerung verbrauchter Brennelemente aus dem AVR-Ver-suchskernkraftwerk im Salzbergwerk Asse, KFA-Bericht Jül-1163 (1975)
13. H. Brücher, H. U. Brinkmann, Direkte Endlagerung von HTR-Brenn-elementen, atomwirtschaft/atomtechnik 36 (1991) 88 - 93
14. E. Barnert, H. Brücher, H. Loser, Final Disposal of Intermediate Level Reprocessing Wastes in Boreholes in a Salt Repository, IAEA/CEC Symposium on Management of Low and Intermediate Level Radioac-tive Wastes, Stockholm/Schweden, 16. - 20. 5. 1988, IAEA-SM-303/40 (1988)
15. D. Niephaus, E. Barnert, H. Brücher, K. Kroth, Final Disposal of Dis-solver Sludges, Claddings, Fuel Hardware and Spent HTGR Fuel Ele-ments in the Federal Republic of Germany, Proc. 1989 Joint Int. Waste Management Conference, Kyoto/Japan, Vol. 2 (1988) 519 - 524

Zur radiologischen Bewertung der langfristigen Zwischenlagerung von Kernbrennstoffen am Beispiel abgebrannter HTR-Brennelemente.

Hans Jochem Rütten

1. Einführung

In den Anfangszeiten der friedlichen Nutzung der Kernenergie war die möglichst schnelle Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente aus den Reaktoren und die Rückführung des somit wiedergewonnenen Spaltstoffes das erklärte Entwicklungsziel für den nuklearen Brennstoffkreislauf. Neben dem generellen Bestreben, die bestrahlten Brennelemente in einer geeigneten, d.h. ökonomisch und ökologisch sinnvollen Weise zu entsorgen, war hierbei der Einsatz des durch nukleare Konversion erzeugten Plutoniums als Spaltstoff für schnelle Brutreaktoren die primäre Motivation. Inzwischen ist die längere Zwischenlagerung der Kernbrennstoffe aus technischen und aus politischen Gründen Realität, und eine Langzeitlagerung oder auch "vorläufige Endlagerung" des Brennstoffs ohne vorherige Aufarbeitung der Brennelemente wird vielerorts als Alternative favorisiert. Dies gilt insbesondere für abgebrannten Brennstoff aus Hochtemperaturreaktoren (HTR), deren Brennelementstruktur einen mehrfach höheren Abbrand des Brennstoffes, verglichen z.B. mit LWR, erlaubt. Durch den hohen Abbrand werden einerseits das eingesetzte Uran und der erbrütete Spaltstoff schon beim ersten Reaktoreinsatz in hohem Maße ausgenutzt, andererseits ist das mit den abgebrannten Brennelementen entladene, spaltbare Plutonium - bezogen auf die erzeugte Energie - dementsprechend mengenmäßig geringer, und es ist in höherem Maße durch thermisch nicht spaltbare Isotope denaturiert. Hier erscheint daher der Weg einer Zwischenlagerung der Brennelemente über einige Jahrzehnte mit der Option für eine spätere, direkte Endlagerung des Brennstoffes besonders naheliegend. Im folgenden soll das Gefährdungspotential eines Zwischenlagers - gemeint ist dabei die im Brennelementlager potentiell enthaltene, radiologische Gefährdung, ohne eine Aussage über die Möglichkeit und die Wahrscheinlichkeit einer Freisetzung dieses Potentials in die Biosphäre machen zu wollen - anhand verschiedener Kriterien aufgezeigt werden.

2. Charakteristika des gelagerten Brennstoffs

Konkreter Gegenstand der vorliegenden Untersuchungen waren abgebrannte Brennelemente entsprechend dem Konzept für einen modularen Kugelbett-HTR. Infolge des hohen Schwermetallabbrandes solcher Brennelemente (ca. 80000 MWd/to) ist der Gehalt an Spaltprodukten und an durch Neutroneneinfangprozesse erzeugten Aktiniden bezogen auf die gleiche Menge eingesetzten Urans höher als bei LWR-Brennelementen, andererseits ist die eingesetzte und zu lagernde Menge Schwermetall im reziproken Verhältnis geringer, bezogen auf die gleiche erzeugte, thermische Energie. In den folgenden Abbildungen ist die zahlenmäßige Darstellung der Brennstoffeigenschaften willkürlich auf eine installierte thermische Reaktorleistung von 1 GW bzw. 7000 GWh/Jahr normiert.

Bei der Bewertung der von Radioisotopen ausgehenden Gefährdung liegt eine Schwierigkeit in der Definition eines geeigneten Bewertungsmaßstabes. Die wohl gebräuchlichste Charakterisierung radioaktiver Stoffe ist die Angabe ihrer Aktivität, also der Zerfälle je Zeiteinheit. Unbewertet bleiben hierbei die Art der Strahlung, ihre Energie sowie ihre biologische Wirkung. Eine Wichtung der Aktivität verschiedener Isotope mit den letztgenannten Faktoren kann die Bedeutung der verschiedenen Isotope bezüglich der radiologischen Gefährdung gegenüber einer alleinigen Betrachtung der Aktivität in ihrer Relation deutlich verschieben. Dies soll im folgenden verdeutlicht werden.

Folgende Annahmen lagen den Rechnungen zugrunde:

Die aus dem Reaktor entladenen Brennelemente verbleiben für 3 Jahre in einem Abklinglager, bevor sie in das Langzeitzwischenlager überführt werden. Dort verbleiben sie für ca. 3 Jahrzehnte, bis eine Entscheidung über ihre Endlagerung oder eine Aufarbeitung getroffen wird.

Zunächst sollen die Charakteristika der einzelnen Brennelementchargen betrachtet werden. Abb. 1 zeigt im obersten Bildteil als Funktion der Abklingzeit die Aktivität einer Menge von Brennelementen, die einer Jahresentladung von 1 GW_{th} Reaktorleistung, z.B. 5 Modulen mit je $200 \text{ MW}_{\text{th}}$, entspricht. Die Darstellung beginnt mit der Einlagerung in das Zwischenlager nach 3 Jahren Abklingzeit. Die Radioisotope sind hier in drei Kategorien unterteilt. Dies sind

- die zum Teil extrem langlebigen Schwermetalle
- die langlebigen Spaltprodukte Sr-90 und Cs -137 (Halbwertszeiten ca. 30 Jahre), mit denen sich die Tochternuklide Y-90 und Ba-137m im Zerfallsgleichgewicht befinden,
- die restlichen Spaltprodukte, die entweder wesentlich kürzere Halbwertszeiten oder eine sehr kleine Spaltausbeute aufweisen.

Die Aktivität der dritten Kategorie ist schon nach etwa der Hälfte des betrachteten Zeitraumes gegenüber jener der beiden anderen vernachlässigbar. Nach 30 Jahren dominieren Sr, Cs und ihre Tochternuklide mit 86% der gesamten Aktivität. Der Anteil der Schwermetalle beträgt 13%.

Ein qualitativ anderes Bild zeigt sich bei der Zerfallsleistung des Brennstoffs (mittleres Bild in Abb. 1), also dem Produkt aus Aktivität und Energie je Zerfall, summiert über alle Isotope. Hier ist der Anteil der Schwermetalle größer und steigt in seinem Absolutwert trotz sinkender Aktivität nach Beginn der Einlagerung mit der Zeit wieder an. Der Grund für diese Tendenzumkehr ist im Zerfall von Pu-241 zu Am-241 zu finden. Die Zerfallskonstante des Mutternuklids Pu-241 ist um eine Faktor 30 größer als die des Tochternuklids Am-241, so daß deren Aktivität in der Summe mit der Zeit abnimmt. Die Energie je Zerfall des Am-241 ist jedoch um zwei Größenordnungen höher als die des Pu-241, so daß die Summe der Zerfallsleistungen zunimmt. Der Gesamtanteil der Schwermetalle an der Zerfallsleistung beträgt nach 30 Jahren Abklingzeit 23%.

Die relative, radiologische Bewertung der Isotope ändert sich wesentlich, wenn man ihre Toxizität betrachtet. Als Maß für die Toxizität dienen hier die jeweiligen Freigrenzwerte für Trinkwasser, wie sie von der ICRP vorgeschlagen worden sind /1/. Diese sind weitgehend identisch mit den Freigrenzwerten der 2. Strahlenschutzverordnung für die BRD /2/. Bezieht man die im abgebrannten Brennstoff vorhandene Aktivität eines jeden Isotopes auf den Freigrenzwert, also auf die maximal zulässige Aktivität in der Volumeneinheit Trinkwasser, so ergibt sich als Einheit für die Toxizität " m^3 Wasser". Anschaulich ist dies die Menge Wasser, welche erforderlich ist, um die betrachtete Menge des Isotops oder eines Gemisches verschiedener Isotope auf Trinkwasserqualität zu verdünnen.

Die so definierte Toxizität der zu lagernden Brennelemente ist im unteren Teil von Abb. 1 dargestellt. Hier zeigt sich eine extreme Dominanz der langlebigen Spaltprodukte für den betrachteten Zeitraum. Deren Toxizität wiederum wird nach 10 Jahren zu 97% durch das Isotop Sr-90 bestimmt. Der Beitrag der restlichen Spaltprodukte und der Schwermetalle liegt bei nur etwa 1% der Gesamttoxizität. Der Vergleich der drei Diagramme von Abb. 1 zeigt die Bedeutung des gewählten Beurteilungskriteriums bei der radiologischen Bewertung von radioaktiven Abfallstoffen. In jedem Falle aber ist den Spaltprodukten Sr und Cs für die Langzeitzwischenlagerung das größte Gefährdungspotential für die Biosphäre zuzuordnen, während die Schwermetalle für die ersten Jahrzehnte Lagerzeit noch von untergeordneter Bedeutung sind.

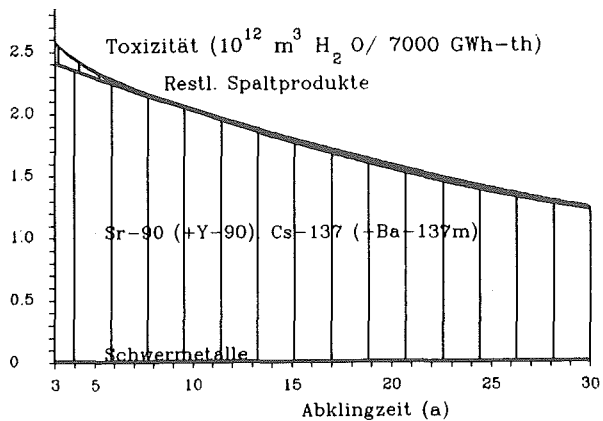
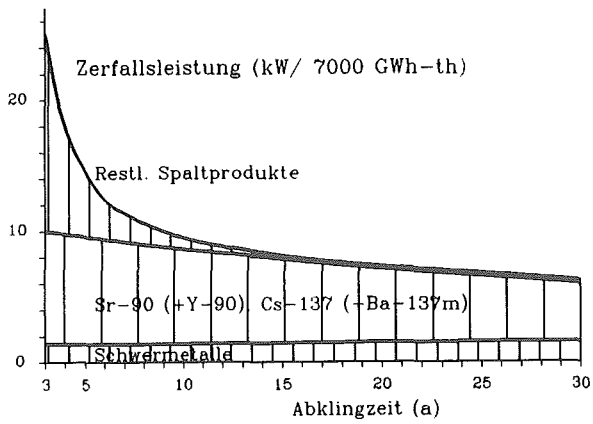
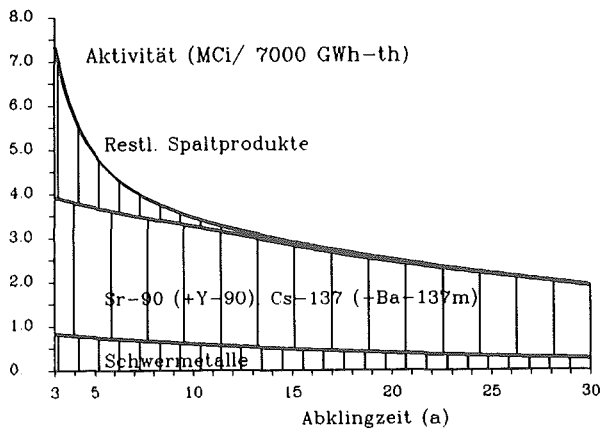


Abb. 1: Radiologische Eigenschaften einer Jahresmenge abgebrannten Brennstoffs von 1 GW_{th} HTR-Modul-Reaktoren

Wird nun ein Zwischenlager über mehrere Jahrzehnte gleichmäßig mit jährlich der gleichen Menge abgebrannter Brennelemente beschickt, so kumuliert die gelagerte Aktivität, wie in Abb. 2 dargestellt, für die betrachtete Reaktorleistung von 1 GW_{th} im Verlauf von 30 Reaktorbetriebsjahren bei drei Jahren Abklingen vor der Einlagerung auf 88 MCi. Die Aktivität der eingelagerten, kurzlebigen Spaltprodukte hat bis dahin nahezu ein Gleichgewicht aus jährlicher Zufuhr und Vernichtung durch Zerfall erreicht, welches zu diesem Zeitpunkt 12% der Gesamtaktivität beträgt. Das Aktivitätsinventar der Schwermetalle ist auf 14 MCi entsprechend 15% gestiegen und wächst weiter an. Der weitaus größte Anteil (73%) rührt von Cs und Sr her.

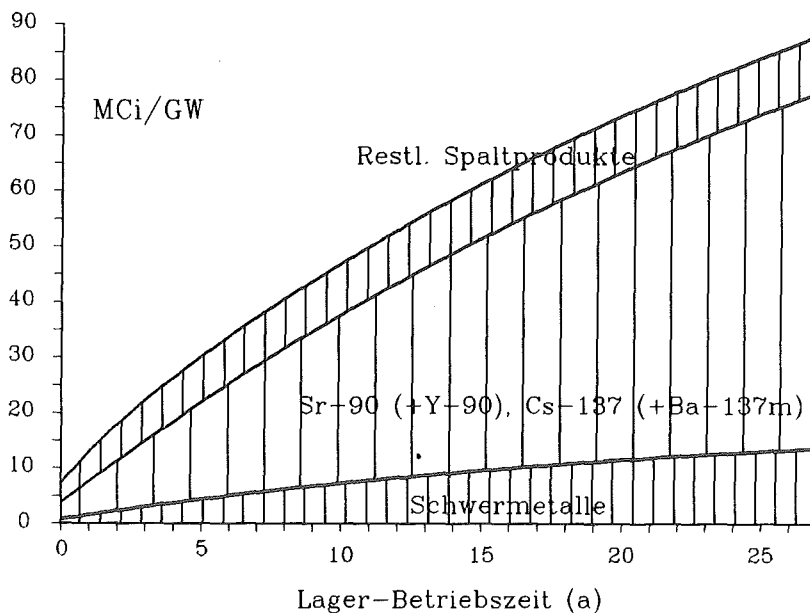


Abb. 2: Aktivitätsinventar des Zwischenlagers

3. Zusammenfassung.

Ein Zwischenlager zur Aufnahme von Brennelementen aus Modul-HTR mit einer Gesamtleistung von $1000 \text{ MW}_{\text{th}}$ beinhaltet nach 30 Jahren Reaktorbetrieb ein Aktivitätsinventar von ca. 90 MCi. Der Zerfall des Sr-90 und des Cs-137 einschließlich ihrer Folgeprodukte Y-90 und Ba-137m erzeugt 73% der

Gesamtaktivität. Der Rest rührt von den übrigen Spaltprodukten (12%) und von den Schwermetallen (15%) her.

Die Betrachtung der Zerfallsraten alleine ist nicht hinreichend für die radiologische Bewertung abgebrannter Brennstoffe. Bei Berücksichtigung der Zerfallsenergie gewinnen die Schwermetalle mit wachsender Lagerzeit zunehmend an Bedeutung. Wichtet man die Aktivität der einzelnen Isotope mit den gesetzlich festgelegten Freigrenzwerten, so wird das Gefährdungspotential der gelagerten Radioisotope während der ersten Jahrzehnte Lagerzeit ganz überwiegend durch das Isotop Sr-90 bestimmt.

4. Literaturverzeichnis.

- /1/ International Commission on Radiological Protection:
"Recommendations of the International Commission on
Radiological Protection"
ICRP-Publication No. 2 (1959), No. 6 (1964)
- /2/ Erste und zweite Strahlenschutzverordnung
Carl Heymanns Verlag KG Köln
Best.-Nr.: ZH 1/241

HTR-2000

Ein praxiserprobtes HTR-Anlagenmodell für den AVR-Reaktor

Lothar Wolf Heinz Werner Felix Thomas Günter Ballensiefen

1. Einleitung

Die Besonderheiten des AVR gegenüber den Leistungsreaktoren mit feststehenden Brennelementen - die Brennelementbeschickung während des Leistungsbetriebes und das kontinuierliche langsame Umwälzen des Brennstoffs im Core sowie eine Vielzahl verschiedener Brennelementtypen gleichzeitig im Core - bewirken eine statistische Kugelhauenanordnung. Zur Berechnung des Betriebsverhaltens des AVR mußten daher für die Reaktorsimulation spezielle Modelle erarbeitet und validiert werden. Wegen der komplizierten Coregeometrie - vier Abschalt- und Regelstäbe werden in Graphiteinbauten geführt, die in das Core hineinragen - muß die Coreberechnung in drei Raumdimensionen durchgeführt werden. Erst im Laufe des langjährigen Reaktorbetriebes gelang es mit dem Programmsystem HTR-2000 ein Simulationsmodell zu erstellen und am Reaktorbetrieb und an ausgewählten Reaktorexperimenten zu validieren. Schließlich steht ein Rechenprogramm zur Verfügung, mit dem aufgrund von Betriebsdaten, Geometrie- und Materialspezifikationen und Brennelementcharakterisierung alle wichtigen und notwendigen Reaktorparameter und Nuklidvektoren berechnet werden können. Abschaltstabwirksamkeiten und -fahrkurven, Temperaturfelder für die Brennelemente und Graphiteinbauten, keff als Funktionen der Vollastbetriebszeit, Teillastfahren und Brennelementumwälzpläne, Brennelementzufuhr und -entnahmeraten und nicht zuletzt die Spezifizierung aller 300.000 Brennelemente, die im Reaktor Leistung produziert haben, wurden mit HTR-2000 berechnet. Zur detaillierten Beschreibung des AVR siehe VDI-Bericht 729.

2. Programmaufbau des Codes HTR-2000

Zur Beschreibung des corephysikalischen Verhaltens des AVR war es notwendig, das Umwälzen der eingesetzten Brennelemente, die Zugabe- und Entnahmerate und das Abbrandgeschehen zu simulieren und daraus resultierend Neutronenspektrum, Neutronenfluß- sowie Leistungs- und Temperaturverteilungen zu berechnen. Geometriebedingt werden die vier Abschaltstäbe, die Neutronen- und Temperaturfelder in drei Raumdimensionen berechnet.

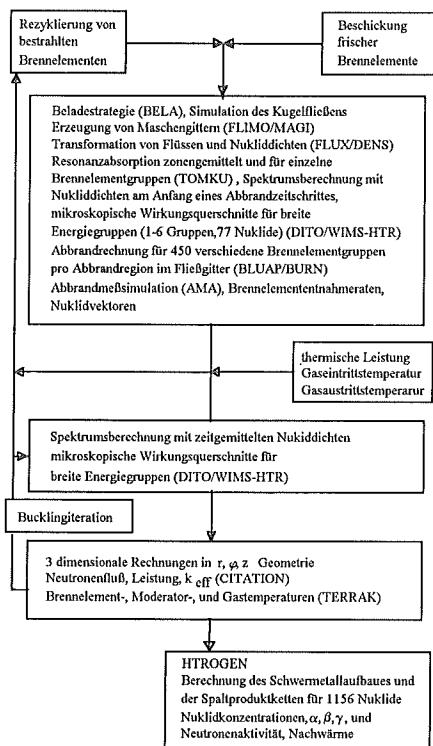


Abb. 1: Programmstruktur HTR-2000

Stromlinien bewegen. Die Simulationsrechnungen wurden mit dem Programm FLIMOD /1/ durchgeführt. Die im Meßprogramm aufgenommenen Fließlinien sind in einer sehr großen Feinheit interpoliert worden, um ein Kontinuum abzubilden.

Mit dem Modell sind dann am AVR durchgeführte Durchlaufexperimente nachgerechnet worden, um das gewählte Fließgitter zu validieren. Für jedes im Fließgitter abgebildete Volumen werden Abbrandrechnungen durchgeführt, wobei Gruppen von Brennelementen gleichen Typs und gleicher Abbrandklasse zusammengefaßt werden. Bei der Abbrandrechnung wird gemäß der Theorie der Erststoßwahrscheinlichkeit die Beeinflussung verschiedener Brennelementtypen hinsichtlich ihres geometrischen Aufbaues und der Schwermetallbeladung berücksichtigt. Dies betrifft in erster Linie die Schwermetalle mit ausgeprägtem Resonanzcharakter (Th-232, U-238). So werden in bestimmt definierten Gebieten Spektralrechnungen durchgeführt und die für die Abbrandrechnungen notwendigen Eingruppen-Wirkungsquerschnitte ermittelt.

In Abbildung 1 sind in einem Programmablaufschema die wesentlichen Funktionen des HTR-2000 in zwei großen Blöcken dargestellt.

Im ersten Block werden Betriebsinformationen über die aktuelle Brennelementbeschickung, den Leistungszustand und die gefahrene Leistung bei der Simulation der Brennelementbewegung und der Abbrandrechnung herangezogen.

Mit Hilfe eines aus Experimenten und Simulationsrechnungen gewonnenen Fließmodells, dem ein Stromröhrenmodell zugrunde liegt, wird die Brennelementbewegung nachgebildet: Das Kugelbett wird hierbei wie ein zähes, inkompressibles Fluid behandelt, in der sich die Flüssigkeitsteilchen längs

Bei der Vielzahl der eingesetzten Brennelementtypen erwies sich diese Vorgehensweise als notwendig und ausreichend, um die verschiedenen Brennstoffbeladungen (HEU, LEU) und die Konzeption der einzelnen Brennelementtypen zu berücksichtigen. Bei der Spektralrechnung wird ein neu entwickeltes Programm DITO /2/ eingesetzt. Für die Abbrandrechnung wird das Modul BURN aus dem Programmzyklus EREBUS /3/ eingesetzt. Dieses Modul gestattet einen flexiblen Aufbau einer Nuklidkette.

Das angewendete Verfahren wurde durch Nachrechnung eines Experimentes validiert. Die Abbrandrechnungen erfolgen für eine Brennelementgruppe, die sich hinsichtlich des geometrischen Aufbaus, der Brennstoffbeladung und des Abbrandzustandes in einem Definitionsgebiet des Stromröhrenmodells unterscheiden. Durch Umsetzen der Gebietsinhalte innerhalb einer Stromröhre kann die Bewegung der Brennelemente simuliert werden.

Im Block zwei wird eine Transformation der Kerndichten aus dem Fließmodellgitter in ein Maschennetz für die diffusionstheoretische Berechnung des Neutronenflusses vorgenommen. Dies erfolgt in dem Programm MAGI /4/. In diesem Code wird ein sehr fein eingeteiltes Maschengitter so erzeugt, daß Volumina gleicher Größe entstehen. Die Zuordnung der feinen Volumina zu den jeweiligen Gebieten der verschiedenen Maschennetze wird festgehalten, so daß mit diesen Gewichten eine Transformationsvorschrift für Materialien, Flüsse etc. gebildet werden kann.

Die Berechnung der Neutronenflußverteilung geschieht mit Hilfe des Programms CITATION /5/, in dem die Neutronendiffusionsgleichung für drei Raumdimensionen nach dem Verfahren der Finiten Differenzenmethode gelöst wird. CITATION ist in modifizierter Form in diesem Block implementiert.

Zur Erzeugung der makroskopischen Wirkungsquerschnitte können wahlweise wieder die Programme DITO und WIMS-HTR /2,6/ eingesetzt werden.

Das thermohydraulische Geschehen während der Reaktor-Leistungsfahrt wird mit dem für HTR-2000 entwickelten Programm TERRAK /7/ beschrieben. In diesem Code wird ebenfalls nach der Methode der Finiten Differenzen der Wärmetransport durch Leitung und Konvektion berechnet, wobei das Maschengitter des Diffusionsteils unverändert übernommen werden kann. Das heißt, die aus der Diffusionsrechnung gewonnene Leistungsdichteverteilung fließt unmittelbar in die thermohydraulische Rechnung ein. Die aus der Temperaturrechnung resultierenden Ergebnisse werden mit den Bucklings aus der Diffusionsrechnung der Spektralrechnung zur Verfügung gestellt. Nach erneuter Berechnung der makroskopischen Wirkungsquerschnitte wird die Diffusionsrechnung iterativ bis zur hinreichenden Konvergenz des k_{eff} -Wertes wiederholt.

Mit der aktuell ermittelten Brennelementleistungs- und Kühlgastemperaturverteilung läßt sich die Temperaturverteilung in den Brennelementen bestimmen.

Für die im nächsten Belade-Zeitschritt durchzuführende Abbrandrechnung erfolgt eine Transformation der Neutronenflüsse aus dem Diffusionsgitter in das Maschengitter des Fließmodells nach dem oben beschriebenen Verfahren.

3. Validierung des Programmsystems HTR-2000

3.1 Kugelfließen

Die Leistungsgeschichte des AVR wurde von 1982 bis Betriebsende 1989 kontinuierlich nachgerechnet. Die gemessenen Betriebsdaten - Leistung Gaseintritts- und austrittstemperatur sowie die Brennelementbeschickungsdaten - sind Eingabewerte für die rechnerische Simulation des Leistungsgeschehens. Eine zuverlässige Abbrandmeßanlage stand am AVR erst ab 1982 zur Verfügung. Sie war die notwendige Voraussetzung für die erfolgreiche Umstellung des AVR-Brennstoffkreislaufs von hochangereichertem Uran (HEU) auf niedrigangereichertes Uran (LEU). Die Brennelementumwälzung inklusive Beladung geschah in 4 x 400 Liter-Schritten = 1 Wiederbeladung (WB=7.200 Kugeln). Der 2-Zonencoreaufbau diente der Einebnung des Gasaustrittstemperaturprofils und der Aufrechterhaltung der Abschaltstabwirksamkeiten. Während der Brennstoffkreislaufumstellung wurden die fri-

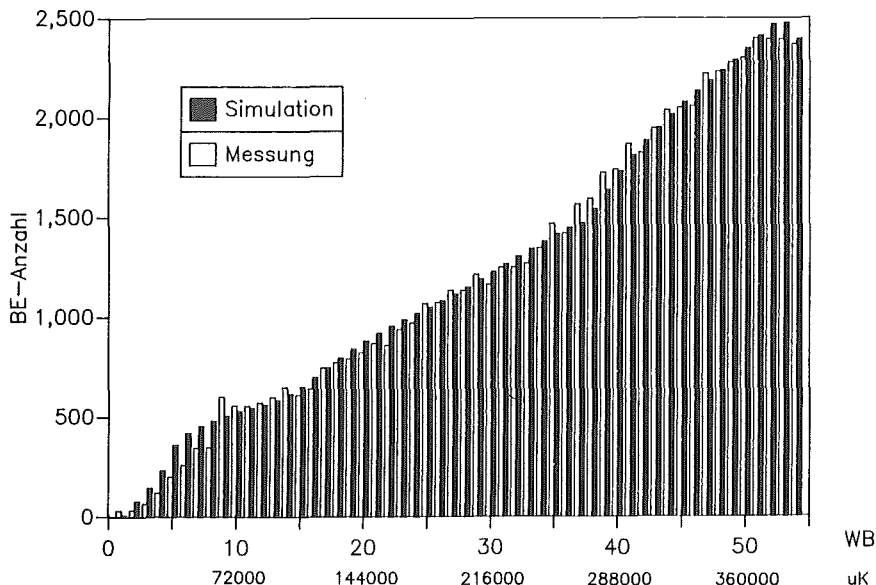


Abb. 2: "Außencore"-Durchlaufverhalten: Vergleich von Messung und Simulation

schen und umgewälzten LEU-Kugeln dem Außencore und die umgewälzten HEU-Kugeln dem Innencore zugeführt. Von 1982 bis Oktober 1986 wurden insgesamt 460.000 Kugeln umgewälzt und registriert, so daß sich die Möglichkeit ergab, durch Auswertung der Meßprotokolle statistisch gesicherte Aussagen über das Kugelfließverhalten zu machen und integrale Kugeldurchlaufzeiten für das Außencore unter Betriebsbedingungen zu erhalten. In der Abbildung 2 sind gemessene und gerechnete Resultate über einen Zeitraum von über fünf Jahren dargestellt.

3.2 Temperaturfelder

Neutronenfluß- und Leistungsverteilung sind im AVR nicht meßbar. Die Coretemperaturverteilung ist indirekt meßbar über Temperaturmonitorkugeln mit Schmelzkörpern, die wie die Brennelemente oben auf das Core zugegeben werden. Aufgrund eines mit Monitorelementen durchgeführten Experimentes war es möglich, Aussagen über das Gasaustrittstemperaturprofil zu gewinnen. Die gemessenen Daten konnten durch Rechnungen mit Hilfe von HTR-2000 interpretiert werden. So zeigte es sich, daß die Heliumaufheizung in der Nähe der Graphiteinbauten, in denen die Regelstäbe verfahren werden, bis zu 150°C stärker ist als in den Bereichen zwischen den Graphiteinbauten, wie Abbildung 4 zeigt.

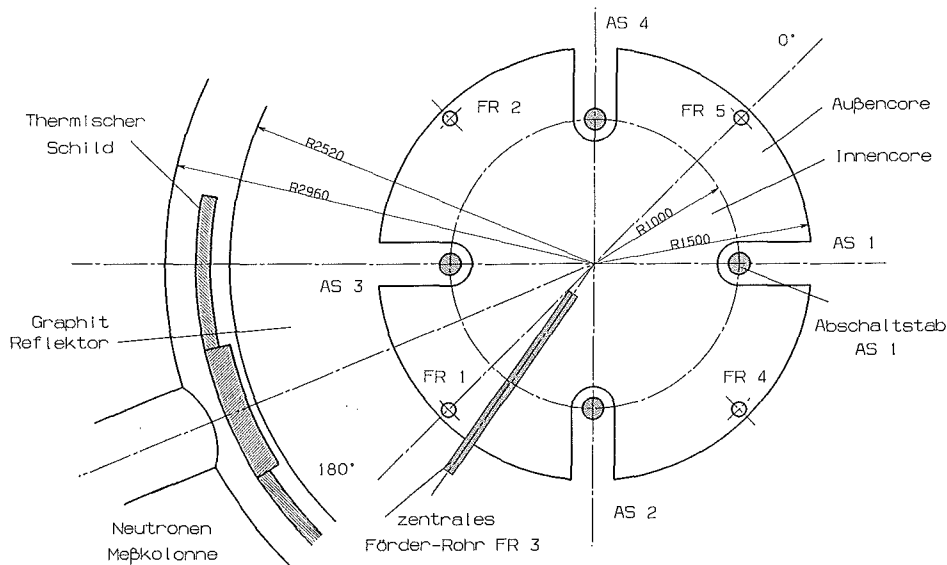


Abb. 3: Querschnitt durch das AVR-Core

Der Grund hierfür liegt in der 2-Zonenbeschickung, wodurch im Außencore spezifisch mehr Spaltstoff zu finden ist als im Innencore und in der verbesserten Mode-

ration der Neutronen in der Nähe der Graphiteinbauten. Hierdurch wird der Neutronenfluß und damit auch die Leistung in der Nähe der Graphiteinbauten angehoben. Abbildung 3 zeigt einen Schnitt durch den AVR, dem die Lage der vier Brennelementförderrohre (FR) über dem Außencore und das zentrale Brennelement-Zugaberohr sowie die Graphiteinbauten (AS1 bis AS 4) und die Aufteilung Innencore (IC) und Außencore (AC) zu entnehmen sind.

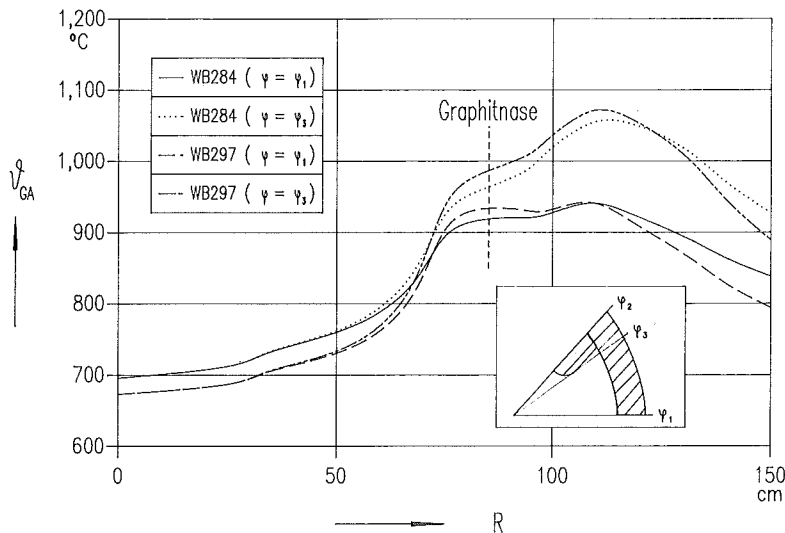


Abb. 4: Radiales Gasaustrittstemperaturprofil für HEU- und LEU-Core

Abbildung 4 zeigt die radiale Gasaustrittstemperaturverteilung (T_{GA}) zwischen den Graphiteinbauten (ψ_1) und in der Nähe der Einbauten (ψ_3) unmittelbar vor der Eingabe von LEU-Kugeln und nachdem 45.000 LEU-Kugeln in den Reaktor eingebracht sind.

Abbildung 5 zeigt den thermischen und schnellen Neutronenfluß längs der Achse des AVR-Cores vor und nach der Zugabe von 45.000 LEU-Brennelementen und vor und nach Änderung des Innen- zu Außencoreverhältnisses von 0.55 auf 0.40. Als Folge dieser Maßnahme sinkt die Leistung im Innencore ab.

3.3 Reaktivität der Abschaltstäbe

Ein wichtiger Testfall für das Rechenprogramm HTR-2000 ist die Berechnung der Reaktivität der vier Regelstäbe und insbesondere die Reaktivität als Funktion der Einfahrtiefe der Stäbe ins Core, bei heißem Betrieb und während der Langzeitab-

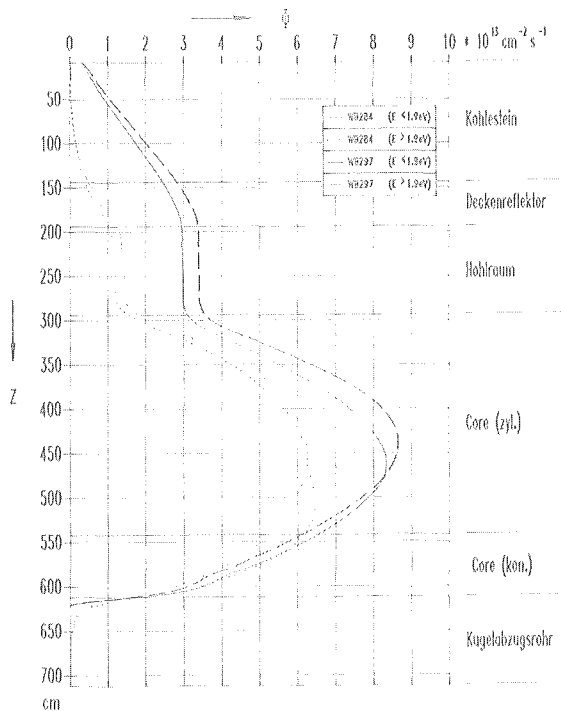


Abb. 5: Neutronenflußverteilung längs der Core-achse für HEU- und LEU-Core des AVR

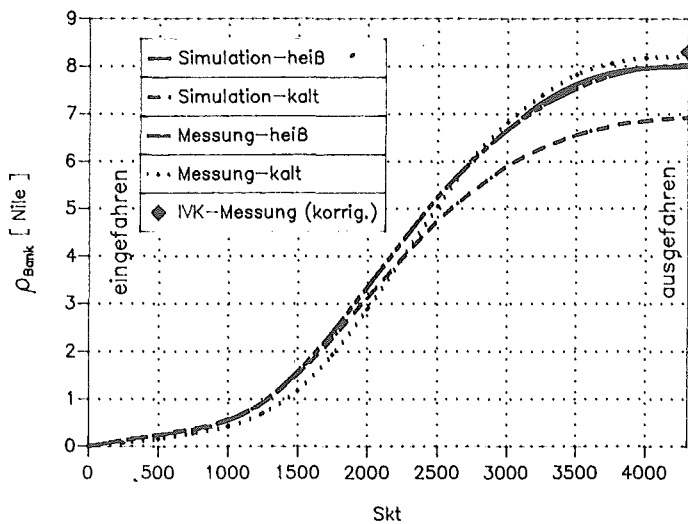


Abb. 6: Stabankkurven (gültig für Coresituation WB 308)

schaltung des Reaktors. Es ist physikalisch evident, daß die vier ganz ins Core eingefahrenen Regelstäbe im kalten abgeschalteten Reaktor eine geringere Reaktivitätswirkung besitzen als im heißen Leistungsbetrieb. Dies liegt an der größeren Neutronenabsorption des kalten im Vergleich zum heißen Graphitmoderator (Abbildung 6). Die Messung der Reaktivität der gesamten Stabbank nach der inverskinetischen Methode erfordert eine sorgfältige theoretische Analyse /8/.

Es konnte gezeigt werden, daß der kontinuierliche Wechsel des Brennstoffs von HEU auf LEU keine Probleme der Abschaltbilanz (Anforderung an die und Angebot der Reaktivitätsbindung durch die vier Stäbe) verursacht.

3.4 Schwermetallabbbrand und Nuklidvektoren

Der Abbbrand des eingesetzten Brennstoffs im Reaktor, der Aufbau von Uran aus Thorium und der Aktiniden aus U-238 sowie der Aufbau der Spaltprodukte sind für die richtige Berechnung der Leistung des Reaktors, aber auch für die Charak-

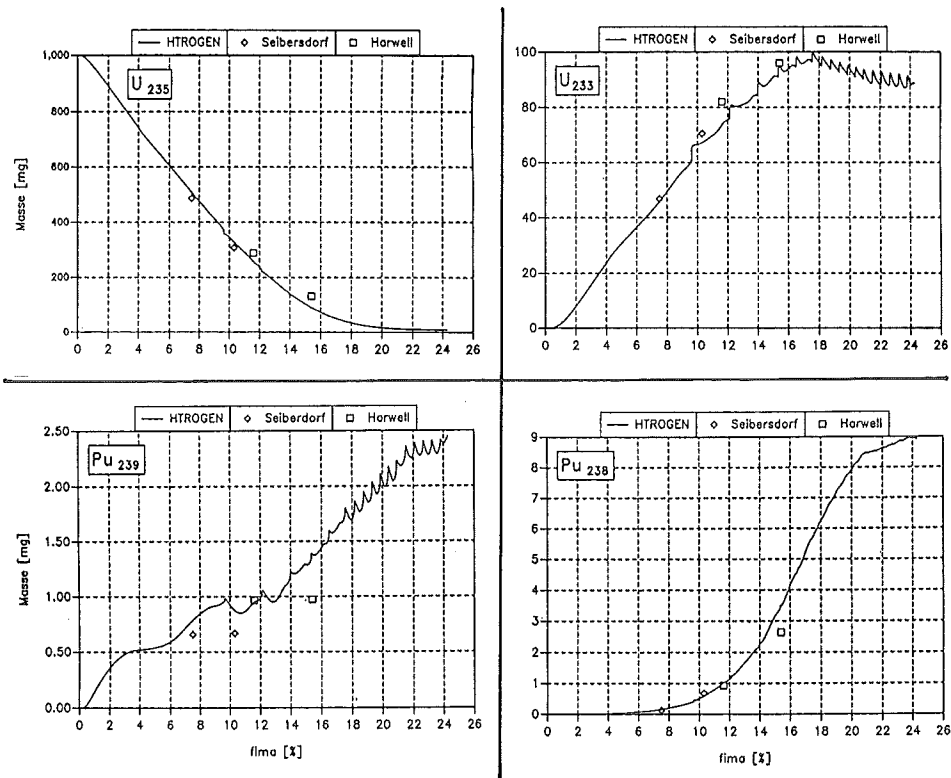


Abb. 7: Isotopenmenge pro AVR-HEU-Brennelement in Abhängigkeit vom Abbbrand (fima = fission per initial heavy metal atoms)

terisierung der abgebrannten Brennelemente für die Entsorgung im Zwischenlager von Wichtigkeit. Durch chemische und radiologische Analysen einzelner Brennelemente mit definiertem Abbrand im ÖFZ-Seibersdorf und in Harwell konnten die berechneten Nuklidvektoren mit Experimenten verglichen werden. Abbildung 7 zeigt die Entwicklung einiger Isotope in Abhängigkeit von der Bestrahlung für ein ausgewähltes AVR-HEU-Brennelement.

3.5 Schwermetallbilanz der integralen Energieerzeugung des AVR

Der AVR-Reaktor wurde außer für die Stromerzeugung auch als Massentestreaktor für Kugelbrennelemente mit unterschiedlichen Schwermetallbeladungen benutzt. Neben karbidischen (UC) und oxidischen (UO₂) Brennstoffpartikeln mit hoher (ca. 93 %) Anreicherung wurden solche mit niedriger (ca. 10-16 %) Anreicherung in der Graphitmatrix der Brennelemente eingesetzt. Auch der Schwermetalleinsatz pro Brennelement variierte zwischen 6g und 20g. Die Verweildauer und damit der Abbrand der verschiedenen Brennelementsorten waren ebenfalls sehr verschieden. Bei den HEU-Brennelementen waren die maximalen Abbrände bis zu 24 % FIMA. Da die LEU-Brennelemente erst in den letzten Betriebsjahren eingesetzt wurden, ist deren Abbrand maximal bei 10-18 % FIMA. Insgesamt wurden während der gesamten Betriebszeit ca. 281.000 Brennelemente in das AVR-Core eingebracht, die alle mehrfach umgewälzt wurden. Der Leistungsbetrieb des AVR wurde im November 1989 eingestellt. Zu diesem Zeitpunkt war der AVR je zur Hälfte mit HEU-Brennelementen und mit LEU-Brennelementen beladen, insgesamt ca. 100.000 Kugeln. Mit dem HTR-2000-Programmzyklus wurden zum Stichtag 01.07.1989 alle 281.000 Brennelemente, die im AVR eingesetzt waren, hinsichtlich ihrer Schwermetall- und Spaltproduktgehalte bilanziert. Dabei wurden ca. 1.200 verschiedene Nuklide berechnet. Die verbrauchten Brennelemente waren zum Stichtag in verschiedenen Zwischenlagern in Kannen gelagert. So im Wasserbecken der Heißen Zellen ca. 42.500, im AVR-Trockenlager rund 110.000 und im Lagerbecken des DIDO ca. 28.500. Die restlichen ca. 100.000 Kugeln waren im AVR-Core.

Für einige ausgewählte Schwermetalle sind in Tabelle 1 die Mengen wiedergegeben, die im AVR-Behälterlager in speziellen Castor-Behältern gelagert werden.

Tabelle 1: Spalt- und Brutstoffmenge aller 281.000 AVR-Brennelemente nach der Entnahme aus dem Reaktorbetrieb

	U ₂₃₅	U ₂₃₃	U ₂₃₈	Th ₂₃₂	Pu _{ges.}	Pu ₂₃₈	Pu ₂₄₁
kg	57	19,1	424	1262	6,81	2,75	0,95

Bezogen auf den Spaltstoffeinsatz der frischen Brennelemente sind ca. 80 % des U-235 während des Reaktorbetriebes gespalten worden. Im Mittel enthalten die abgebrannten Kugeln ca. 200 mg U-235, was einem Abbrand von 12 % FIMA entspricht.

4. Zusammenfassung

Für die Endlagerung verbrauchter Reaktorbrennelemente verlangt der Gesetzgeber eine Charakterisierung der in den Lagerbehältern enthaltenen Schwermetalle (Brutstoff- und Spaltstoffmengen) und Spaltproduktmengen. Mit dem Programmsystem HTR-2000 steht ein Computercode zur Verfügung, mit dem nach Feststellung der Brennelementsorte und Messung des Abbrandes mit Hilfe des Cs-137 - Ba-137-Zerfalls die Nuklidvektoren schnell und zuverlässig festgestellt werden können.

5. Literatur

1. H. Werner, F. Thomas: FLIMO Programmcode zur Simulation des Kugelfließens in einem Reaktorcore (in Vorbereitung)
2. F. Woloch: Abschlußbericht der Validierung neuer Methoden für den HTR (DITO) OEFZS-A-1957 (März 1991)
3. M. Console, A. Danri, E. Salina: A Multigroup Diffusion-Depletion Program in two Dimensions, FN-E-88 (1967)
4. H. Werner: MAGI - Programmcode zur Erstellung von Modellnetzen und Transformation von Daten zwischen verschiedenen Maschengitterinformationen (in Vorbereitung)
5. T. Fowler et. al.: Nuclear Reactor Core Analysis Code - CITATION, ORNL-TM-2496, Rev. 2 (1971)
6. M.J. Halsall, C.J. Taubman: The 1981 WIMS NUCLEAR DATA LIBRARY AEEW-R 1442 (September 1983)
7. H. Werner: Thermohydraulikprogramm für HTR (TERRAK) (in Vorbereitung)
8. F. Thomas: JÜL 2261 (1989)

Spin off - Wie der Bau des THTR die konventionelle Fertigung einer Gießerei beeinflusste

Manfred Sappok

1. Am Anfang war "Otto Hahn"

Die Siempelkamp Gießerei der frühen sechziger Jahre war eine Handformgießerei nach klassischem Zuschnitt; ein Betriebsteil einer Maschinenfabrik, die insbesondere für den eigenen Pressenbau erhöhten Gußbedarf hatte. Sie war im Laufe der hundertjährigen Firmengeschichte zu einem eigenständigen Unternehmen gewachsen, welches im Kundenauftrag Gußteile bis zu einem Stückgewicht von 40 t herstellte.

In diesen Tagen, wo der Begriff "Kerntechnik" noch Perspektive und nicht Reizwort war, reiften auch in diesem Unternehmen erste Ansätze, sich mit dem Thema näher zu befassen. Es war das Nuklearschiff "Otto Hahn", welches der Gießerei den Eintritt in die Kerntechnik verschaffte. Bedingt durch enge Platzverhältnisse auf einem Schiff mußte eine Primärabschirmung gefunden werden, welche möglichst kompakt baute und zusätzlich die im rauen Schiffsalltag auftretenden Kräfte sicher beherrschen konnte.

Schon diese recht simple Aufgabe erforderte die Entwicklung eines Werkstoffes, der, im Gegensatz zu den damals bekannten, speziellen Prüfkriterien genügen mußte. So war es denn erforderlich, durch die Entwicklung des Sonderwerkstoffes mit der Bezeichnung SKMU-84 einen Ultraschall-prüfbaren Guß herzustellen.

Der Nachweis, auch kleinere Fehler durch Ultraschallprüfung in Grauguß zu finden, sicherte schließlich der Gießerei den Auftrag in einer Schar von fünf Mitbewerbern. Der erste Schritt auf einem langen Weg der Entwicklung war getan.

2. THTR 300 und seine Abschirmungen

Mit der Referenz der Primärabschirmung "Otto Hahn" fand man in den frühen siebziger Jahren Zugang zu den Konstrukteuren des THTR 300 in Schmehausen. Äquivalent zu den Anforderungen bei "Otto Hahn" wurde zunächst der thermische Schild angeboten. Auch hier war es letztlich der höhere Entwicklungsstand des

Ultraschall-prüfbaren SKMU-84, welcher zur Auftragserteilung führte. Der erste Kontakt zu diesem Prototypen war hergestellt.

Der Prototyp-Charakter des THTR ermöglichte innovative Techniken und Konstruktionen, wie sie in dem damals schon arrivierten Leichtwasser-Kernkraftwerksbau nicht mehr möglich gewesen wären.

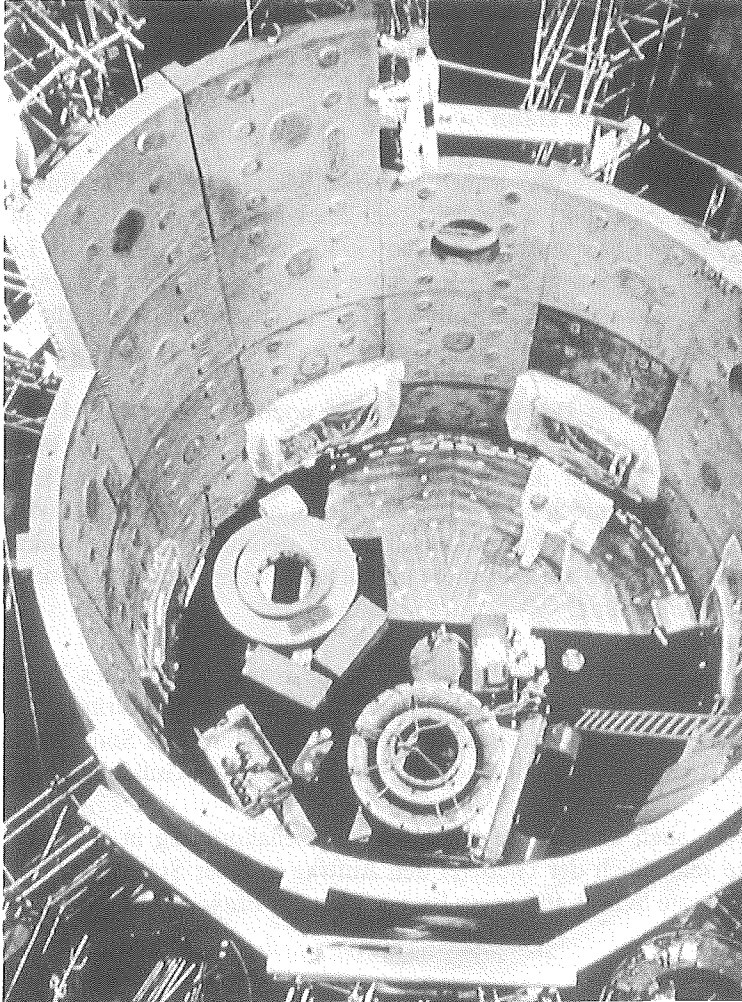


Abb. 1 Montage "Thermische Schilde" im KKW
THTR-300 MWe in Schmehausen Gewicht: 1.200 t

Daß einmal insgesamt 10.000 t Gußeisen im Projekt "THTR" benötigt würden, war damals noch nicht abzusehen.

Die schließlich erfolgreiche Lieferung und Montage der thermischen Barriere ermutigte zu weiteren Überlegungen und zu höheren Anforderungen. Kennzeichnend für die siebziger Jahre mit wachsendem Sicherheitsdenken war die Lieferung einer Unmenge von Wandabschirmungen und Strahlenschutz Türen. Konservative Erhöhungen der Auslegungsaktivitäten im Kühlgas machten zusätzliche Abschirmungen erforderlich, die in bereits bestehende Gebäude einzubauen waren - aus Platzgründen wurde der gegenüber Beton dreimal dichtere Guß eingesetzt.

3. VGD-S und VGD-HTR

Die inzwischen intime Kenntnis des THTR und das innovative Denken der Planungsmannschaft der Gießerei führten zu einem Gedankenansatz, der eine neue Druckbehälterbauweise entstehen ließ. Angeregt durch den Spannbeton-Reaktor-druckbehälter des THTR entstand die Idee, anstelle des Betons Gußeisen-Segmente in gleicher Art und Weise vorzuspannen und somit einen Druckbehälter aus Gußeisen herzustellen - die Idee des "vorgespannten Guß-Druckbehälters" - VGD - war geboren.

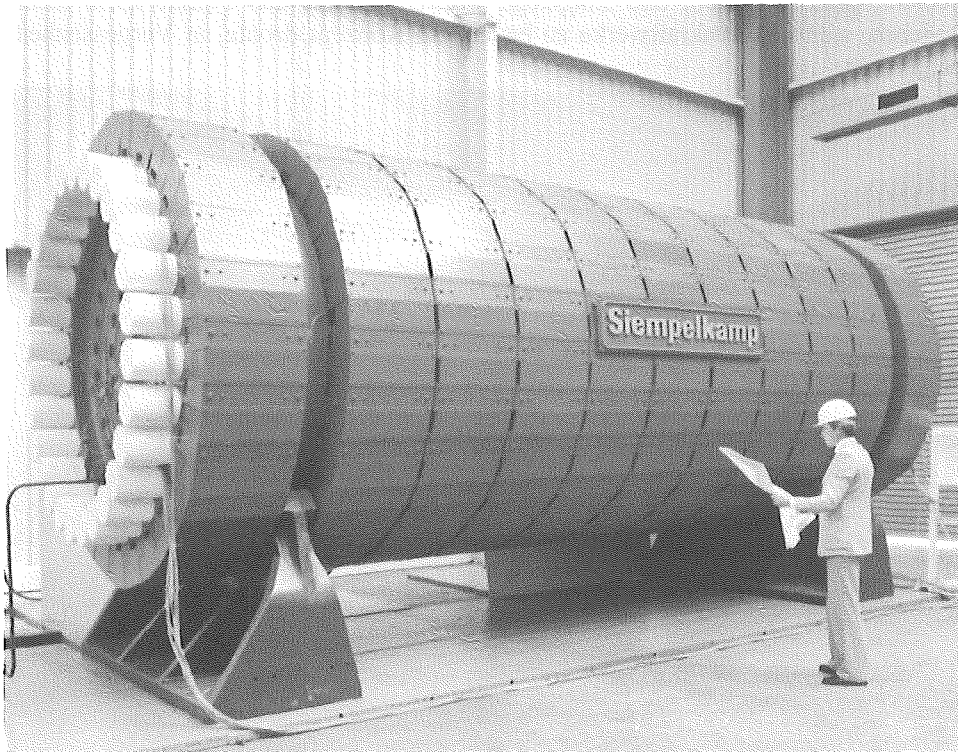


Abb. 2 Vorgespannter Guß-Druckbehälter (VGD-S)

Die Vorteile konstruktiver Art waren deutlich. Man hatte ein Material, das prüfbar war und mit deutlich höheren Festigkeitswerten arbeitete als der Beton. Man hatte eine Trennung der Funktionen: die Dichtheit erledigte ein an der Innenwand aufgebracht Liner aus Stahl, die Kräfte aus Innendruck wurden durch das radiale und axiale Vorspannsystem aufgenommen, die Struktursteifigkeit wurde durch den Gußwerkstoff gegeben. Neben Vorteilen wie reduzierten Abmessungen und Montagezeit war insbesondere schon damals angeführt eine erleichterte Demontage am Betriebsende des Reaktors. Es sollte zwanzig Jahre dauern, bis dieser Gedanke als ernsthaftes Argument beim Bau von Kernkraftwerken mit berücksichtigt wird.

Um das Konstruktionsprinzip zu testen und die Machbarkeit nachzuweisen, war der Bau eines Scram-Behälters mit einem Volumen von $17,5 \text{ m}^3$ und einem Auslegungsdruck von 250 bar beschlossen worden. Der "VGD-S" war geplant und nach langen genehmigungstechnischen Diskussionen eingebaut worden. (Abb. 2)

Parallel wurde ein Forschungsvorhaben gestartet, in dem fünf Partner einen vorgespannten Guß-Druckbehälter für einen Hochtemperatur-Reaktor als Reaktor-druckbehälter entwickelten. Im Maßstab 1:4 wurde der Reaktor-Druckbehälter geplant, gebaut, erprobt und stillgelegt. Inzwischen war das Umfeld nicht mehr gegeben, weitere Kernkraftwerke zu bauen; ein Konzept drohte, in Vergessenheit zu geraten.

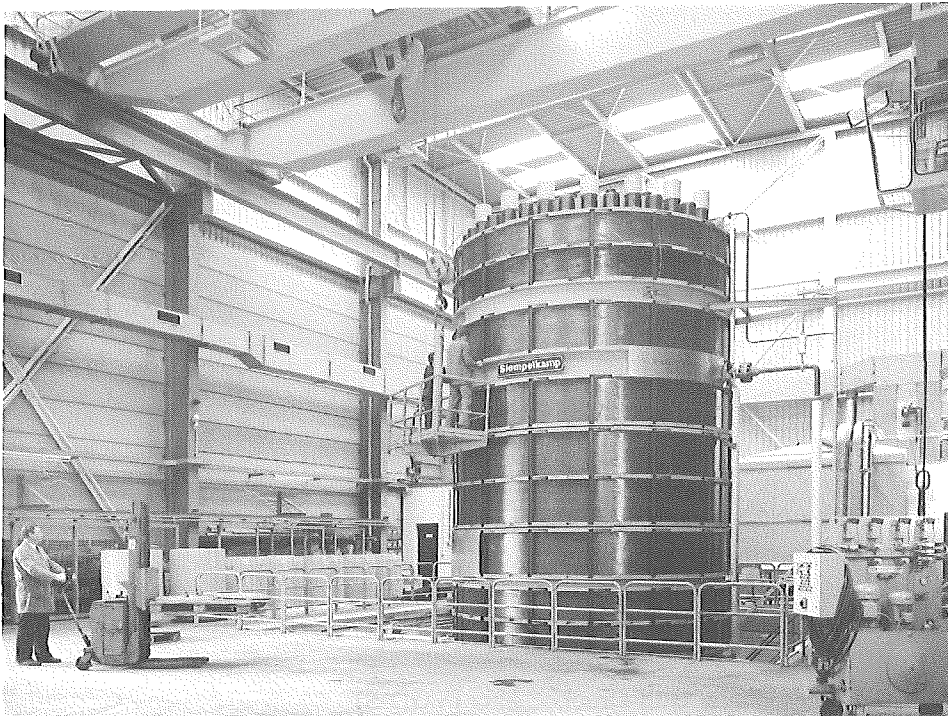


Abb. 3 Vorgespannter Guß-Druckbehälter als Reaktordruckbehälter

4. Stabschutzdecke

Die Weiterentwicklung des Werkstoffes "Gußeisen" führte zum Einsatz von Sphäroguß, welcher neben seiner eindeutig verbesserten Ultraschall-Prüfbarkeit insbesondere durch seine hohe Dehnung stahlähnliche Eigenschaften aufwies. Es lag nahe, daß nun nicht mehr die Abschirmung oder die Strukturfestigkeit im Vordergrund standen, sondern daß konsequent auch Kräfte aus äußeren Belastungen vom Werkstoff aufgenommen werden konnten. Es waren die Genehmigungsbehörden, die schließlich zum Schutz gegen abstürzende Flugzeuge den Einbau einer Schutzplatte forderten, die die Abschaltstäbe bei einem Flugzeugabsturz weiter funktionsfähig erhielt. Erstmals wurde die Komponente Guß mit Kräften beaufschlagt, berechnet, gegen Biegen, Verformen und Bruch ausgelegt, gefertigt und letztendlich eingebaut. Der Schritt zur kraftabtragenden Komponente war getan.

5. Übertragung der Kenntnisse

Die Entwicklungsarbeiten auf dem langen Weg, begleitend im wesentlichen zum THTR 300, machten es erforderlich, daß in der Gießerei ein eigener Ingenieurstab vorhanden war, der die Auslegung, Planung und Berechnung der Komponenten vornehmen konnte. Dieses Knowhow-Potential, in den siebziger Jahren mit großem Aufwand aufgebaut, sollte nach Abschluß der Lieferungen für den THTR nicht einfach in Vergessenheit geraten, vielmehr sollte es konventionell genutzt werden. Positiv kam dieser Absicht entgegen, daß der Abstand zwischen Produktion und Engineering klein und die Entscheidungswege kurz waren. Es bedarf wohl der Nähe zwischen konventioneller Fertigung und ingenieurtechnischem Denken, um den damals noch unbekannten "Spin-off" in die Tat umzusetzen.

5.1 Qualität

Die Lieferungen für die Kerntechnik erfordern Qualitätsstandards, festgeschrieben in Spezifikationen und nachgewiesen in der Lieferdokumentation, die richtungsweisend für die konventionelle Fertigung sein sollten. Der häufig zitierte "Stand der Technik" bleibt nicht spartenbeschränkt, sondern nach einer gewissen Zeit wird der Gedanke auch auf andere Produkte übertragen. So ist z.B. heute die Ultraschallprüftechnik von Gußstücken Stand der Technik und nicht mehr wegzudenken. Sie ist inzwischen so verfeinert, daß Prüfrecken bis zu 5 m prüfbar sind und darin Poren bis zu 10 mm gefunden werden können. Daneben werden - im Bereich Kerntechnik erstmals gefordert - die Werkstoffeigenschaften der zerstörenden Prüfung nicht mehr in der bekannten Angußprobe nachgewiesen, sondern Gutachter fordern den Nachweis der Werte im Stück, indem durch eine Hohlbohrprobe aus dem thermischen Zentrum des Gußstückes Proben entnommen und zerstörend geprüft werden.

Die konsequente Weiterentwicklung des Werkstoffes mit immer höheren Anforderungen, immer intensiveren Überprüfungen führten letztlich dazu, daß dieser Werkstoff heute von Konstrukteuren akzeptiert und der einzige Eisenwerkstoff mit Zuwachsraten ist. Lag in den sechziger Jahren die jährliche Produktion von Sphäroguß bei etwa 50.000 t, so entwickelte sich dies im Jahre 1992 zu über zwei Mio. Jahrestonnen. Mit den dabei produzierten Qualitäten und Stückgewichten liegt die Bundesrepublik Deutschland weltweit eindeutig auf dem ersten Platz.

5.2 Finite Elemente

Die Dimensionierung der Bauteile in der Kerntechnik erforderte den Einsatz moderner Berechnungsmethoden - finite Elemente. Der Umgang mit diesem Instrument führte zu dem Einsatz des Werkstoffes insbesondere in dem Bereich der Kunststoff-Spritzgießmaschinen und des Pressenbaus. Eine auf einem qualitativ hohen Niveau stehende Gießerei mit entsprechendem Kostenblock kann dem Druck der Billiglohnländer nicht standhalten. Es lag daher nahe, die erworbenen Kenntnisse zu nutzen, um die Substitution des Werkstoffes, insbesondere im Bereich Stahlguß und Stahlschweißkonstruktionen, zu ermöglichen.

Auch die Verbesserung durch Gewichtsoptimierung gegenüber qualitativ schlechteren Gußeisensorten führte zu einem erweiterten Auftragsvolumen. Die Produktpalette der konventionellen Gießerei wird heute zu annähernd 80 % durch diese Substitutionen geprägt. Wäre eine intensive Beratung des Kunden durch detaillierte Finite-Element-Berechnungen nicht gegeben gewesen - ein Element des heutigen Maschinenbaus würde fehlen.

5.3 Vorgespannte Pressenrahmen

Wie bekannt war mit Abschluß des Vorhabens "Vorgespannter Guß-Druckbehälter für Hochtemperaturreaktoren" die Entwicklung an einem Ende. Rezessionen im Bereich des Kernkraftwerkzubaues ließen dieses Projekt nicht zum Einsatz kommen. Parallele Anfragen über große Schmiedepressen und heiß-isostatische Pressen führten zur Übertragung des Konzeptes auf diesen Anwendungsfall. Hier wurde die Aufgabe zweigeteilt: die Kräfte aus Innendruck werden übernommen durch das Vorspannsystem, die strukturelle Festigkeit wird durch den Guß gegeben. Das Konstruktionsprinzip ist ähnlich dem vorgespannten Guß-Druckbehälter: ein aus einem oder mehreren Stücken bestehender Pressenrahmen wurde auf einen Drehtisch gelegt und mit Spannstahl unter Vorspannung umwickelt. Dieses Fertigungsprinzip ist immer dann rentabel, wenn entweder sehr große Kräfte auftreten, so daß kostenintensiver Schmiedestahl als Alternative eingesetzt werden müßte, oder wenn große Abmessungen erforderlich sind, so daß konventionelle Bauele-

mente nicht mehr einsetzbar wären. Als drittes Beispiel wiederum die Sicherheitstechnik: wenn in einer heiß-isostatischen Presse das Preßgut in einem Behälter unter hohem Druck und bei hoher Temperatur behandelt wird, ist bei einem möglichen Versagen des Pressenrahmens das Gefährdungspotential hoch. Tatsächlich werden immer häufiger Gußstrukturen vorgespannt und zur Zufriedenheit der Kunden geliefert.

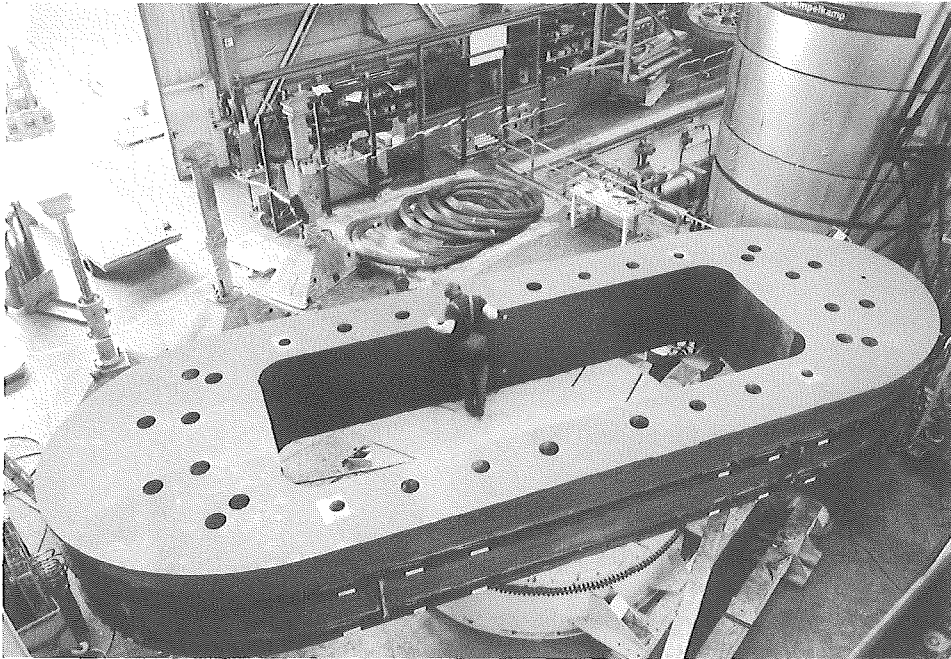


Abb. 4 Pressenrahmen für eine heiß-isostatische Presse

5.4 Stückgewichte

Der Wunsch nach großen Teilen mit hohen Qualitäten führte zur konsequenten Entwicklung des Werkstoffes, welcher sich letztlich in dem Nachweis homogener Eigenschaften über die Wandstärke dokumentieren ließ. Mit Kenntnis der metallurgischen Effekte, welche bei der Erstarrung des Gußeisens ablaufen, wagte man sich an höhere Stückgewichte. Lag bis zum Jahre 1983 der Weltrekord für Sphärogußstücke bei etwa 120 t, so wurde er in diesem Jahre erstmals gebrochen mit der Herstellung eines Pressenrahmens für die Firma Thyssen, welcher ein Stückgewicht von ca. 170 t hatte. Letztes Glied in dieser Reihe von Schwergußteilen bei Siempelkamp ist der vierte Weltrekord: eine Mahlschüssel für eine Erzmühle, welche für die Firma Fuller/USA geliefert wurde. Mit über 200 t flüssigem Eisen wurde hier weltweit ein neuer Maßstab gesetzt - natürlich mit

Nachweis der Qualität im thermischen Zentrum und hundertprozentiger Ultraschallprüfung.



Abb. 5 Mahlshüssel für Fuller/USA

6. Castoren für das Ende des THTR

Es mag wie Hohn klingen, daß die im Laufe der Fertigstellung des THTR gewonnenen Kenntnisse letztlich dazu nutzen, die Brennelemente sicher zwischen- und endzulagern. Es sind die THTR-Castoren, in die die Kannen mit Brennelementen eingelagert werden - jeder einzelne ca. 30 t schwer. Von Siempelkamp geliefert wurden etwa 250 Stück dieser Gattung.

Dem mit so großem Eifer und Fleiß durchgeführten Entwicklungs- und Herstellungsaufwand als Krone die Beseitigung aufsetzen zu müssen, schmerzt den Ingenieur. Für die Zukunft bleibt als Trost, daß das Wissen und die Technologie auf anderen Gebieten eingesetzt werden und nicht verloren sind.

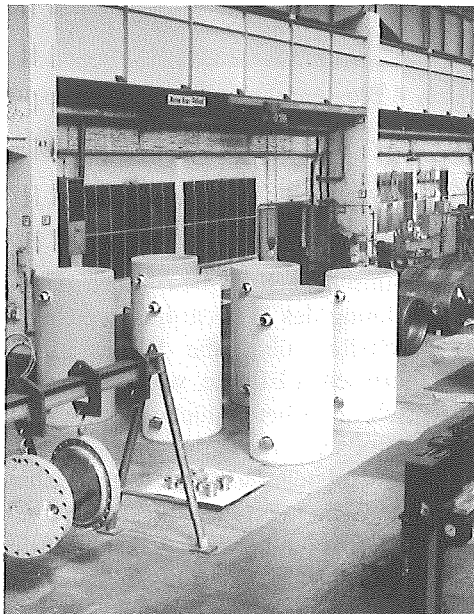


Abb. 6 THTR-Castoren

5.

Weiterentwicklung des Hochtemperaturreaktors und Anwendungsmöglichkeiten

Der HTR-Modul - Eine neue Möglichkeit der Kernenergie-entwicklung auf europäischer Basis Herbert Reutler Günter Lohnert Michael Will Wolfgang Steinwarz Ulrich Leuchs	375
The Japanese 30 MW HTTR Project Shinzo Saito Toru Hiraoka Tatsuo Kondo Naoaki Wakayama	383
The Development of Nuclear Heat Application in China Wang Dazhong Xu Yuanhui Zheng Wenxiang	394
The Evolution of Helium-Cooled Reactors in the United States Lawrence M. Lidsky Scott R. Penfield, Jr.	404
The Role of the MHTGR in the 21st Century J. Neal Blue Richard A. Dean Walter A. Simon	411
Strikte Ausnutzung der Eigenschaften des Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors Eberhard Teuchert Klaus-Arne Haas Yuliang Sun Andrej Dudkin	420
Versuche zum Nachweis der Sicherheitseigenschaften von Hochtemperaturreaktoren Werner Fröhling Manfred Kugeler Hans Ferdinand Nießen Bruno Schröder Martin Lange Hans Hohn	432
Prompter Verlust der Abschalteinrichtungen als hypothetischer Reaktivitätseffekt im MODUL-HTR Hans Brockmann Helmut Gerwin Winfried Scherer	441
Nukleare Prozeßwärme Heiko Barnert Hans Hohn Manfred Schad Dietrich Schwarz Jasbir Singh	451
Entwicklung und Erprobung des Nuklearen Fernenergiesystems Claus Benedikt von der Decken Heinrich Fedders Ralf Harth Hans Ferdinand Nießen Jochen Range Ernst Riensche	459
Nukleare Kohlevergasung - Erreichter Stand, Einschätzung und Nutzung der Ergebnisse Helmut Kubiak Karl Heinrich van Heck Alois Ziegler	469
Schwerölförderung mit dem HTR Fritz Schwarzkopp Werner Fröhling Rolf-Dieter Stoll Johann Waldmann	477
Wasserstoff aus Wasser mit Hochtemperatur-Wärme Karl-Friedrich Knoche Heiko Barnert	485

Der HTR-Modul - Eine neue Möglichkeit der Kernenergieentwicklung auf europäischer Basis

**Herbert Reutler Günter Lohnert Michael Will Wolfgang Steinwarz
Ulrich Leuchs**

1. Einleitung

Moderne Industriegesellschaften sind angewiesen auf eine ausreichende Versorgung mit Energie, die sicher, umweltfreundlich und wirtschaftlich bereitgestellt werden muß. Daher wird für die zukünftige Energieversorgung der Europäischen Gemeinschaft neben anderen Energiequellen und rationeller Energieverwendung auch die Kernenergie ihren Beitrag leisten müssen.

Die Nutzung der Kernenergie wird heute jedoch in Teilen Europas durch mangelnde Akzeptanz ihrer Risiken infrage gestellt. Für zukünftige Kernkraftwerke sind deshalb Sicherheitsaspekte von entscheidender Bedeutung.

Der HTR-Modul ist aufgrund seiner spezifischen Eigenschaften in besonderem Maße geeignet, Anforderungen an zukünftige Kernreaktoren zu erfüllen. Die wesentlichen Gründe hierfür sind:

- Hochtemperaturreaktoren kleiner Leistung zeichnen sich durch besonders günstige passive und inhärente Sicherheitseigenschaften aus. Daher wird erwartet, daß der Nachweis für den Ausschluß einer katastrophalen Freisetzung von Radioaktivität selbst bei extremen Unfallszenarien erbracht werden kann.
- Hochtemperaturreaktoren können vielseitig eingesetzt werden. Aufgrund ihres hohen Temperaturniveaus sind sie nicht nur zur Stromerzeugung mit hohem Wirkungsgrad geeignet, sondern auch zur Erzeugung von Dampf oder Prozeßwärme. Daher können Hochtemperaturreaktoren zusätzliche Bereiche des Energiemarktes für die Kernenergie erschließen und hierdurch in besonderem Maße zur Reduktion von CO₂-Emissionen beitragen.
- Die Wirtschaftlichkeit von HTR-Modulanlagen kann bei Fertigung modularer Einheiten in großer Stückzahl erreicht werden.

Die Technik der Hochtemperaturreaktoren ist zu großen Teilen in Europa und in den USA entwickelt worden. Im Gegensatz zu Ländern wie Japan, USA und

China, wo die Entwicklung des Hochtemperaturreaktors weiterverfolgt wird, gibt es in Europa zur Zeit keine entsprechenden Entwicklungsprogramme. Ein wesentlicher Grund hierfür ist, daß die Einführung dieses Reaktortyps in nationalstaatlichem Rahmen durch die derzeit niedrigen Preise fossiler Energie verhindert wurde.

Um die "Option Hochtemperaturreaktor" in Europa zukünftig offen zu halten, ist eine europäische Initiative notwendig.

2. Der HTR-Modul, derzeitiger Entwicklungsstand

2.1 Anlagenkonzept

Eine standardisierte HTR-Moduleinheit besteht aus einem Kugelhaufenreaktor mit einer thermischen Leistung von 200 MW, der mit einem Dampferzeuger gekoppelt ist (s. Abb. 1). Reaktor und Dampferzeuger sind in getrennten Stahl-druckbehältern auf unterschiedlichem Höhenniveau angeordnet. Hierdurch ergeben sich sicherheitstechnische und betriebliche Vorteile. Die technischen Hauptdaten einer solchen HTR-Moduleinheit sind in Tab. 1 aufgeführt.

Eine HTR-Modul-Gesamtanlage ist je nach erforderlicher Leistungsgröße aus mehreren dieser modularen Einheiten zusammengesetzt. Sie können unabhängig voneinander betrieben werden, so daß bei Abschaltung einer Reaktoreinheit der Betrieb der Anlage mit reduzierter Leistung weitergeführt werden kann.

Die kugelförmigen Brennelemente des HTR-Modul enthalten niedrig angereichertes Uran. Die Beschichtung der in die Kugeln eingebetteten Uranoxidpartikel ist die entscheidende Barriere für die Spaltproduktrückhaltung. Sie läßt bis zu sehr hohen Temperaturen keine Radioaktivität entweichen.

2.2. Sicherheitseigenschaften

Das Sicherheitsniveau des HTR-Modul wird erreicht u.a. durch die niedrige Leistungsdichte und die Geometrie des Kernes sowie durch einen stark negativen Temperaturkoeffizienten der Reaktivität.

So ist z.B. eine ausreichende Nachwärmeabfuhr aus dem Kern auch bei extremen Störfallannahmen alleine durch passive, naturgesetzliche Wärmetransportvorgänge wie z. B. Wärmeleitung und -strahlung sichergestellt. Auch ohne Einsatz von Kühleinrichtungen und unabhängig von der Verfügbarkeit der Abschalt-systeme kann eine maximale Brennelementtemperatur von 1600 °C bei keinem Störfall überschritten werden (Abb. 2). Wie man aus einer Vielzahl von Experimenten weiß, werden radioaktive Spaltprodukte bei dieser Temperatur noch zuverlässig in den Brennelementen zurückgehalten.

Leistungsexkursionen als Folge von Reaktivitätsstörfällen sind auslegungsbedingt so begrenzt, daß auch hierbei die zulässigen Temperaturen sowie Temperatur-

gradienten der Brennelemente nicht überschritten werden. Die HTR-spezifischen Störfälle wie Luft- und Wassereinbruch in den Kern mit nachfolgender Graphitkorrosion können auch bei extremen Situationen nur zu geringer Freisetzung von Radioaktivität führen. Eine katastrophale Freisetzung von Radioaktivität erfolgt unter keinen Umständen.

Die Strahlenbelastung innerhalb des Reaktorgebäudes ist auch nach Störfällen so niedrig, daß das Gebäude begehbar bleibt und eventuell erforderliche Maßnahmen jederzeit ergriffen werden können.

Die Entwicklung des HTR-Modul begann im Jahre 1979. Die Planung einer HTR- 2-Modulanlage zur Strom- und Prozeßdampferzeugung ist heute im wesentlichen abgeschlossen und ausgereift . In den Jahren 1987 bis 1990 wurde für eine solche Anlage ein Konzeptbegutachtungsverfahren in Niedersachsen durchgeführt mit dem Ergebnis, daß die außergewöhnlichen Sicherheitseigenschaften des HTR-Modul und seine Genehmigungsfähigkeit vom TÜV Hannover und von der Reaktorsicherheitskommission (RSK) bestätigt worden sind, u. a. in folgendem Wortlaut:

"Die RSK stellt zusammenfassend fest, daß das Konzept des HTR-Moduls dem Stand von Wissenschaft und Technik entspricht und auch im auslegungsüberschreitenden Bereich sicherheitstechnisch günstige Eigenschaften besitzt. Sie kommt zu der Aussage, daß das Konzept der HTR-Modul-Anlage geeignet ist, die sicherheitstechnischen Genehmigungsvoraussetzungen in der Bundesrepublik Deutschland zu erfüllen."

2.3 Einsatzmöglichkeiten im Wärmemarkt

Ein Reaktor mit solchen Sicherheitseigenschaften bietet die Voraussetzung für eine Errichtung in Ballungsräumen und an Industriestandorten. Damit wird auch der Einsatz des HTR-Modul im Wärmemarkt möglich. Mittelfristig könnte der HTR-Modul Strom und Dampf erzeugen z.B. für Chemiewerke und Raffinerien oder auch zur Fernwärmeversorgung kommunaler Netze oder zur Tertiärförderung eingesetzt werden. Die Bereitstellung von Prozeßwärme mit bis zu 950°C heißem Helium z.B. zur Kohlevergasung oder für die Aluminiumindustrie ist technisch ebenfalls realisierbar (Abb. 3).

3. Ansatz einer europäischen Zusammenarbeit

Im Juni 1992 hat sich eine Gruppe bestehend aus sechs europäischen Industriefirmen und Forschungsinstitutionen zusammengeschlossen (Tab. 2). Diese Gruppe betrachtet modulare Hochtemperaturreaktoren als eine für alle EG-Staaten wichtige Option auf eine sichere, saubere und wirtschaftliche Energieversorgung in der Zukunft. Deshalb beabsichtigt sie, den HTR und die damit verknüpften Technologien sowie seine Anwendungen im europäischen Rahmen

weiterzuentwickeln, wobei auch die Kooperationen mit außereuropäischen Partnern aufrecht erhalten werden soll.

Die Gruppe plant, Arbeiten durchzuführen mit dem Ziel, die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit modularer Hochtemperaturreaktor-Anlagen für verschiedene Anwendungen zu verbessern. Einige Anlagenvarianten sollen detaillierter untersucht und technisch optimiert werden. In einem weiterführenden Entwicklungsprogramm könnten neuartige Anlagenkomponenten getestet werden. Hierfür stehen in den Partnerländern geeignete Testeinrichtungen zur Verfügung.

Die bisherigen Diskussionen innerhalb der Gruppe ergaben, daß eine Möglichkeit der Anlagenverbesserung darin besteht, den HTR über einen Wärmetauscher an einen kombinierten Gas- und Dampfkreislauf (GuD) anzukoppeln, der an die Stelle eines einfachen Dampfkreislaufes tritt. Dies ist möglich aufgrund der hohen Temperaturen von bis zu 950 °C, die mit einem HTR erreichbar sind.

Mit einer solchen Anlage könnten, wie Abschätzungen zeigen, hohe Nettowirkungsgrade von etwa 45 % (s. Abb. 4) sowie sicherheitstechnische und wirtschaftliche Vorteile erzielt werden. Beispielsweise werden durch den zwischengeschalteten Gas/Gas-Wärmetauscher der nukleare und konventionelle Anlagenbereich konsequent voneinander getrennt, und der Störfall "Wassereinbruch in den Reaktorkern" ist hiermit ausgeschlossen.

Im Rahmen des Projektes "Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme" (PNP) sind bereits wesentliche Vorarbeiten für eine solche Anlage geleistet worden. So wurden u.a. mit großem Aufwand Hochtemperatur-Wärmetauscher, Heißgasleitungen und -armaturen entwickelt und getestet, auf die hier zurückgegriffen werden kann. Die Reaktorauslegung kann sich auf die guten Erfahrungen abstützen, die mit dem AVR-Reaktor in Jülich bei der Erzeugung von Wärme mit 950 °C über einen langen Zeitraum gewonnen wurden. Die Verwendung von Luft oder Stickstoff im sekundären Gaskreislauf würde den noch zu leistenden Entwicklungsaufwand für den GuD-Anlagenteil niedrig halten, da die bei fossil befeuerten GuD-Anlagen erzielten Fortschritte hierbei übertragen werden können.

Die Gruppe hat ein Arbeitsprogramm zur HTR-Weiterentwicklung erarbeitet und der Kommission der Europäischen Gemeinschaft vorgelegt. Die EG-Gremien stehen diesem Vorhaben positiv gegenüber, und es besteht Aussicht, daß die weiteren Arbeiten von der Europäischen Gemeinschaft unterstützt werden.

Tabelle 1**Hauptdaten eines Reaktorkerns und Dampferzeugers****Reaktor:**

thermische Leistung	MW t	200
Kerndurchmesser	m	3
Kernhöhe (mittl.)	m	9,43
Leistungsdichte (mittl.)	MW t /m ³	3,0
Heliumtemperaturen Ein-/Austritt	°C	250 / 700
Heliumdruck	bar	60
Massenstrom Helium	kg/s	85,4
Zahl der Brennelemente		360.000
Anreicherung (U235)	%	7,8
Urangehalt eines Brennelementes	g	7
mittlerer Abbrand	MWd/t U	80.000

Dampferzeuger:

Massenstrom H ₂ O	kg/s	77
Frischdampf Temperatur	°C	530
Frischdampfdruck	bar	190

Tabelle 2**Mitglieder der "Interessengruppe Modulare HTR"**

1. FRAMATOME, Frankreich
2. COMMISSARIAT À L'ENERGIE ATOMIQUE (CEA), Frankreich
3. SENER, Spanien
4. PINK KONSORTIUM, Niederlande (Nucon, ECN und Kema)
5. FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH, Deutschland
6. HTR-GmbH, Deutschland (Asea Brown Boverie AG und Siemens AG)

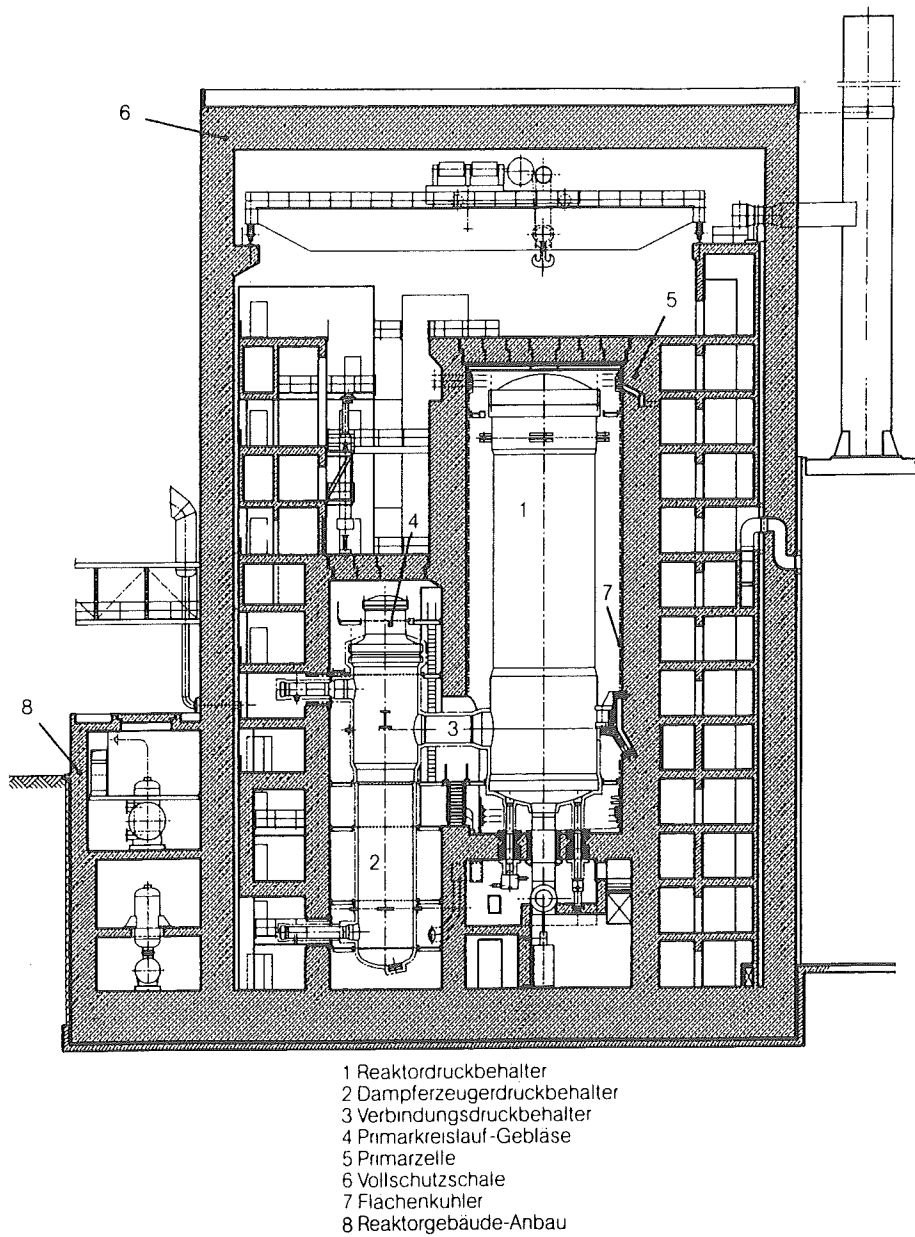


Abb. 1 Schnitt durch das Reaktorgebäude des HTR-Modul

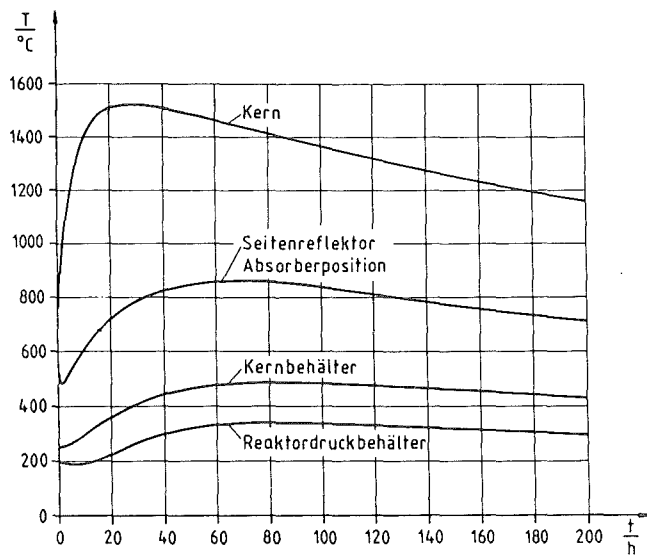


Abb. 2 Temperaturverlauf nach Druckverluststörfall mit Kernaufheizung

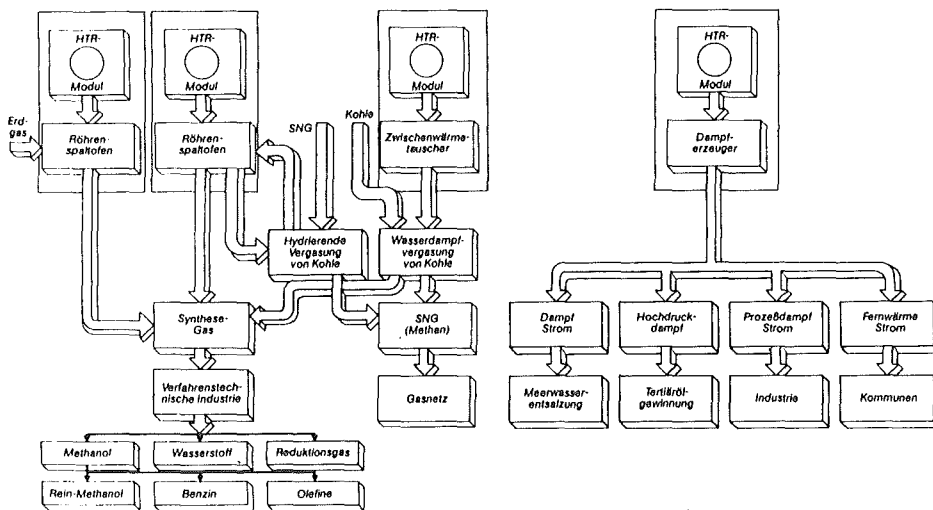


Abb. 3 Anwendungsmöglichkeiten des HTR-Modul

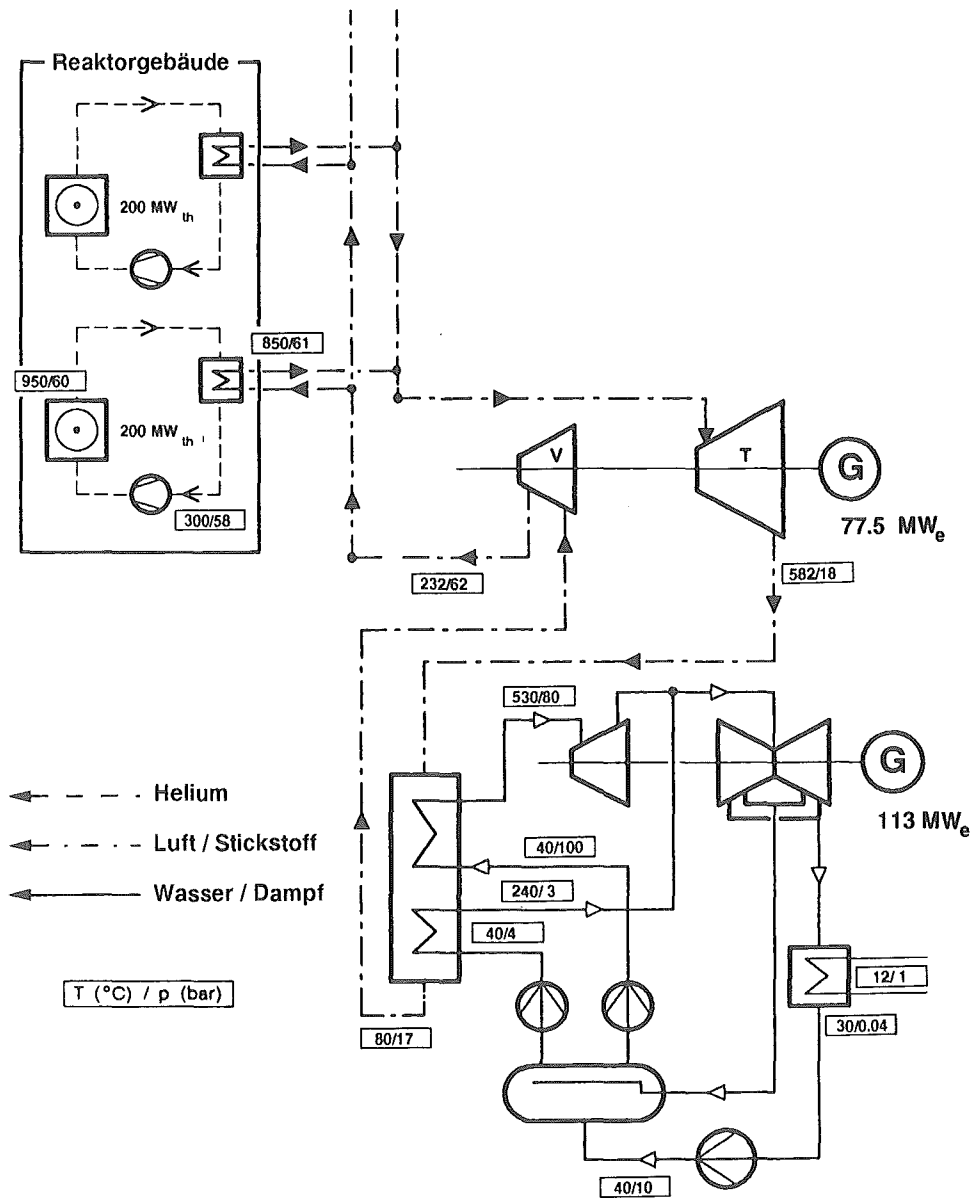


Abb. 4 Schaltbild einer GuD-Anlage mit HTR-Modul ($\eta = 44,6\%$ netto)

The Japanese 30 MW HTTR Project

Shinzo Saito Toru Hiraoka Tatsuo Kondo Naoaki Wakayama

1. Introduction

The High Temperature Engineering Test Reactor (HTTR) aims at establishing and upgrading the technology basis necessary for HTGRs, serving at the same time as a potential tool for new and innovative basic researches. The HTTR has a prismatic block type fueled core with 30MW thermal output and outlet coolant temperature of 850°C at the rated operation and 950°C at the high temperature test operation.

Since 1969, the JAERI has carried out research and development (R&D) works on block type fuel, high temperature alloy, high temperature in-core instrumentations, high temperature components, reactor physics, heat transfer and fluid dynamics, fission products plate-out etc., in order to construct the HTTR which can supply high temperature coolant up to 950°C at the outlet of the reactor vessel for the first time in the world. The reactor outlet coolant temperature of 950°C is the highest temperature to be attainable considering current technology level and has been realized with many considerations in the design together with adoption of the results of these R&D works. The block type fuel is adopted in the HTTR considering the advantages of fuel zoning, control of coolant flow rate in each column, easy insertion of control rods in the core, and so on.

In this paper, major R&D results for the HTTR and major design features of the HTTR are described together with its construction status and test program.

2. Major R&D Results for HTTR

2.1 Fuels and Materials

The basic phase of the R&D works on the coated particle fuel, graphite and structural metals for HTGR in Japan were initiated in 1970. The activities were brought into engineering phase in the middle of 1970's, when the facilities such as OGL-1 (an in-pile helium test loop), the laboratory for testing materials in helium environment, etc. were built and operated. The continued dedication for nearly two decades since they have yielded a mature technology basis to construct an HTGR with the potential ability of supplying heat at 950°C. The current status of the technology achieved contains highly qualified seeds of the future advanced stage

applications.

Nearly the entire spectrum of the R&D works have been carried out by the JAERI with an exception, i.e. the task for industrial-scale manufacturing by the Nuclear Fuel Industries Ltd (NFI). The basic policy of targeting the TRISO coated oxide particles of low-enrichment, which are assembled in the pin-in-block type fuel elements, had been kept unchanged throughout the development. This gave the systematic achievement of technical base. A compact summary of the technical achievements are described elsewhere/1/. One of the latest highlights of the program is the recent achievement of a very high quality assurance level as typically demonstrated through the OGL-1 in-pile irradiation test. The collaborative effort made by the JAERI and the NFI in eliminating defective fuel particles in the manufacturing stage has upgraded the fission product (FP) release rate, R/B, to the level 10^{-8} in the test carried out at 1350°C to the burn-up of 5%FIMA. During that test run, little appreciable disturbance was experienced by the two experiments on temperature excursion to 1500°C. The first inventory fuel for the HTTR is planned to be burnt to 3.6%FIMA, while the second stage will be targeted to 10%.

The materials to be used in the critical components ranged from the graphite core, the high temperature structures and the pressure retaining structures, for which high grade materials such as the graphite IG-110, the super-alloy Hastelloy-XR/2/ and the low Si-P-2.25Cr-1Mo/3/ were developed respectively. The engineering development works, associated with variety of life-prediction and endurance-demonstration type tests, have been carried out on the final versions of the developed materials for over a decade. The data base so achieved has been judged as adequate to assure the expected performances during the projected life time of the HTTR. Extensive national programs were invested in developing structural super-alloys as the base technology for utilizing nuclear heat. A typical example of the well achieved near term target for the HTTR was the alloy Hastelloy-XR, a nuclear grade version of conventional super-alloy Hastelloy-X. The material has been given a firm engineering base through the long collaborative works by the laboratory and the industrial support group. Those are the data base on the performances for the long time service in the HTGR-specific environment, the quality assurance basis in the commercial mass-production supply and the engineering background such as the high performance weld filler metal as developed recently/4/. Further extension of the technology has reached a new super-alloy, of Ni-Cr-W system/5/, that are viable for service at 1000°C for extended period of time, which would encourage the future prospects of the HTGR technology.

2.2 Reactor Physics

Reactor physics research has been done mainly through critical experiments

at a Semi-Homogeneous Experiment (SHE) and a Very High Temperature Reactor Critical assembly (VHTRC). At the SHE of which fuel element was a homogeneous mixture of 20% enriched UO_2 and graphite, experiments were performed on various cores in the wide range of $\text{C}/^{235}\text{U}$ ratio of 2300 to 15700, and basic nuclear data and core calculation methods were checked and improved from the viewpoint of estimating the accuracy of core calculation for fundamental neutronic characteristics of the HTTR. A VHTRC experimental program has been conducted to obtain experimental verification for the neutronic design accuracy of the HTTR through more detailed simulation experiments using pin-in-block type fueled core of 2, 4 and 6% enriched uranium coated particles. Analytical results for the experiments at VHTRC gave a confirmation of validity of the HTTR core design, and these were utilized for the safety review of the HTTR facilities in the licensing procedure.

2.3 Reactor Instrumentation

In the field of the reactor instrumentation, the nuclear instrumentation, the in-core high-temperature sensors and the fuel failure monitoring system were developed. The nuclear instrumentation consists of the wide range monitoring system in which the developed high-temperature fission counter-chambers are employed and the power range monitoring system where high-sensitive gamma-uncompensated ionization chambers are adopted. The in-core high-temperature sensors are microsil-nisil thermocouples, the high-temperature stability of which was confirmed through out-pile and in-core high-temperature tests at about 1200°C . The fuel failure detection system utilizes a precipitator that traps selectively noble-gaseous fission products in the primary coolant.

2.4 Thermal and Hydraulics

2.4.1 Coolant Flow Distribution in the Reactor Core

In order to evaluate the coolant flow distribution in the block type reactor core, it is necessary to know the leakage flow rate through the contact surfaces or gaps between the graphite blocks. Empirical correlations of the leakage flow resistance were established for the contact surfaces between normal graphite blocks with flat surfaces as well as for ones between the graphite blocks deformed by thermal expansion, neutron irradiation and bowing of the fuel block columns. A new type of seal element was designed to reduce the leakage flow through the gaps between the graphite blocks. The computer code FLOWNET for the analysis of coolant flow distribution of the HTTR was validated with the mockup tests by the test rigs of single fuel block column and of the core bottom structure.

2.4.2 Thermal Hydraulics of Loss of Forced Cooling Accident

During the loss of forced cooling accident, the residual heat in the core is transported by passive methods and the thermal-hydraulic behavior was calculated by TAC-NC code. Test with a small test rig simulating the depressurization accident condition of the HTTR was carried out to validate the TAC-NC, in which natural convection model was newly introduced. Experimental correlations for the heat transfer coefficient of the natural convection in the top cover of the reactor vessel, which are necessary to evaluate the temperature of the reactor vessel, were also established.

2.4.3 Air Ingress Accidents

Air ingress processed during the primary pipe and the stand pipe rupture accidents were investigated by experiments and analyses. Experimental correlations were established for the evaluation of the air ingress rates through the broken pipes and of corrosion rate of high-temperature graphite flow passage.

2.4.4 Thermal Performance of Fuel Element

In addition to the thermal performance test of fuel elements with HENDEL facility (see 2.5), the detailed thermal performance of a fuel rod was investigated in order to make sure that no hot spot appears on the fuel rod and to make sure that heat transfer performance is not deteriorated by laminarization.

2.5 High Temperature Components

A helium engineering demonstration loop (HENDEL) has been utilized to perform demonstration tests of high temperature components of the HTTR. The HENDEL is composed of Mother, Adapter and Test sections. The Mother and Adapter Sections supply helium gas to the test sections under conditions simulating those of the HTTR, which circulate helium gas at flow rate of 4kg/s, pressure of 4MPa and at the maximum temperature of 1000°C. The HENDEL has two test sections. With the T1 test section, experiments were carried out on the heat transfer performance of a fuel rod with high heat flux and a fuel column with cross-flow from the outside of graphite blocks into the fuel channels. The validation of a temperature analysis code used for the HTTR core design was made by the experimental results. A reliability test of the control rod drive mechanism of the HTTR was also carried out. With the T2 test section, performances were investigated on gas mixing in a high temperature plenum, the leakage of helium gas through permanent reflectors, the thermal insulation at the carbon block layer and the hot gas duct. The experimental results proved excellent performances for

the core support structure.

The test data from HENDEL were used for the licensing and the detailed design of the high temperature components of the HTTR.

3. HTTR Design

The HTTR consists of a reactor pressure vessel, a main cooling system (MCS) with an intermediate helium-helium heat exchanger(IHX) and a pressurized water cooler(PWC) in parallel, an auxiliary cooling system, reactor vessel cooling systems and related components. The reactor pressure vessel is 13.2 m high and 5.5 m in inner diameter, and contains the 30MWt core and reactor internal structures as shown in **Fig. 1**. The major nuclear and thermal-hydraulic specifications of the HTTR are listed in **Table 1**. The reactor building contains a containment vessel (CV), auxiliary cooling system (ACS), ventilation and air conditioning systems, a reactor control room, fuel handling and storage facilities and so on.

Geological composition at the HTTR site was investigated and examined by means of boring, seismic reflection survey to confirm the adequacy of the supporting foundation composed of very dense fine sand and it is concluded that the sinking, slip and liquefaction do not occur.

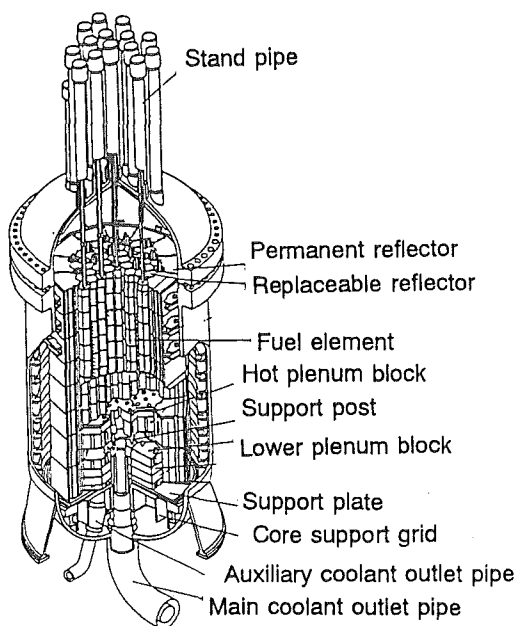


Fig. 1 Bird's eye view of reactor vessel and core

Table 1 Major nuclear and thermal–hydraulic specification of HTTR

Thermal power	30MW
Outlet coolant temperature	850°C/950°C
Inlet coolant temperature	395°C
Fuel	Low enriched UO_2
Fuel element type	Prismatic block
Excess reactivity	15% Δk
Fuel burn-up (average)	22GWd/t
Power peaking factor	1.1 (Radial) / 1.7 (Axial)
Effective core coolant flow rate	88%
Maximum fuel temperature	1492°C (950°C operation)

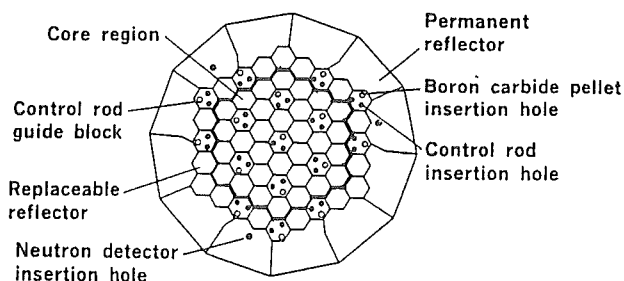


Fig. 2 Cross section of core

3.1 Core

The active core consists of 30 fuel columns and 7 control rod guide columns as shown in **Fig. 2**, where each column is 5 blocks (2.9 m) high. The active core of 2.3 m in diameter is surrounded by replaceable reflector composed of a layer of hexagonal graphite blocks. The permanent reflector surrounds the replaceable reflector and consists of large polygonal graphite blocks fixed by core restraint devices. Each hexagonal graphite block made of the domestic IG-110 has three dowels on the top and three associated sockets in the bottom, and the blocks are fixed with dowel-socket method.

Reactivity control is provided by control rods which are individually supported by drive mechanisms contained in the stand-pipes connected to the hemispherical top head of the reactor vessel and are inserted into the holes in the control rod guide columns in the core and replaceable reflector region. The reactor shutdown from the high temperature condition is made by the insertion of 9 pairs of control rods in the reflector region at first, and then 7 pairs of control rods in the core are inserted in the condition of core temperature lower than 750°C. Back-up shutdown capability is provided by insertion of boron carbide/graphite pellets into the third hole in the control rod guide columns. Refueling is accomplished

under a depressurized condition during the reactor shutdown. The reactor core is cooled by downward helium gas whose temperature is 395°C at the reactor inlet. Reactivity power coefficient is largely negative and each reactivity temperature coefficient is also negative.

In order to achieve high reactor outlet coolant temperature, the maximum fuel temperature is kept as low as possible and it is essential to obtain fuel temperature as uniform as possible through the entire core. Therefore, four differently-enriched fuels are used in the radial direction to flatten radial power distribution and four differently-enriched fuels are also used in the axial direction in which the enrichment of fuel is lower in accordance with the distance from the core inlet due to large coolant temperature rise in the core. The horizontal and vertical gaps between the fuel elements in the core cannot be eliminated due to the difference of thermal expansion at various temperature, dimensional change due to irradiation and so on. It is, therefore, designed to seal the core bypass flow as much as possible at the outside the core and the effective core flow rate as high as 88% of the total coolant flow has been achieved.

3.2 Fuel

A fuel element which keeps fuel rods in it is a pin-in-block type hexagonal block of 58 cm high and 36 cm across flats as shown in Fig. 3. The fuel consists of coated particles of low enriched uranium oxide whose average uranium enrichment is 6 % and the kernel diameter is 600 μm . The particles are bonded together with graphite powder to make fuel compacts, which are contained in a graphite sleeve to form a fuel rod. The fuel rods are contained within vertical holes of 4.1 cm in diameter within the hexagonal graphite blocks. Helium gas flows through the gap between the vertical hole and a fuel rod to remove the heat produced by fission and gamma heating. It is designed that the fuel temperature does not exceed 1600°C, which is determined based on the test results, to avoid fuel failure during anticipated operational occurrences.

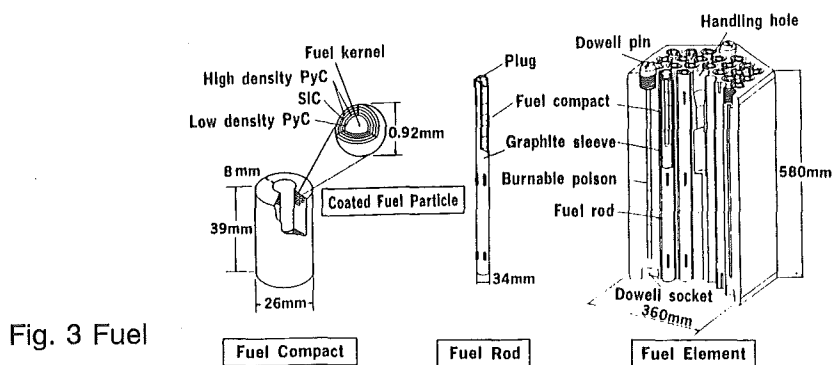


Fig. 3 Fuel

3.3 Reactor Cooling System

The primary cooling circuit of the MCS is separated into two lines outside the reactor vessel as shown in Fig.4. The heated helium gas is cooled by a 10MW He-He IHX in one line or cooled directly by a 20MW PWC in the other line. The heat is finally removed by an air cooler in both lines although another PWC is provided after the IHX in the first line. The IHX is a vertical helical coil counter type heat exchanger. Primary coolant flows on the shell side with secondary coolant flowing on the tube side. The material of heat transfer tubes of the IHX is Hastelloy-XR. In order to maintain the integrity of the tubes, mechanical loading on the tubes is reduced by minimizing pressure difference between the inside and outside the tubes. The pressure difference in the normal operation is only 0.1MPa. The outer vessel of the IHX acting as the pressure boundary is designed to be cooled by cold He gas which flows in the annular space between the inner vessel and the outer vessel. The PWC is a vertical U-tube type heat exchanger. Co-axial double pipes are adopted for transferring primary coolant of high temperature helium gas. Gas of about 400°C flows in the annular gap between the inner and outer pipes to the reactor and gas of 950°C from the reactor flows inside the inner pipe of the co-axial double pipes. The inner pipe is designed only to withstand the pressure difference between the inside and outside the inner pipe, and the pressure boundary is formed by the outer pipe. The ACS is operated when there is a trouble in the MCS but flow path in the primary cooling circuit is still kept. Both vessel cooling systems (VCSs) are operated at 100 % flow rate during normal operation in order to cool biological shield around the reactor vessel, and they serve to cool the reactor vessel and core in the accident like pipe break of the MCS in which the flow path in the primary cooling circuit is not kept.

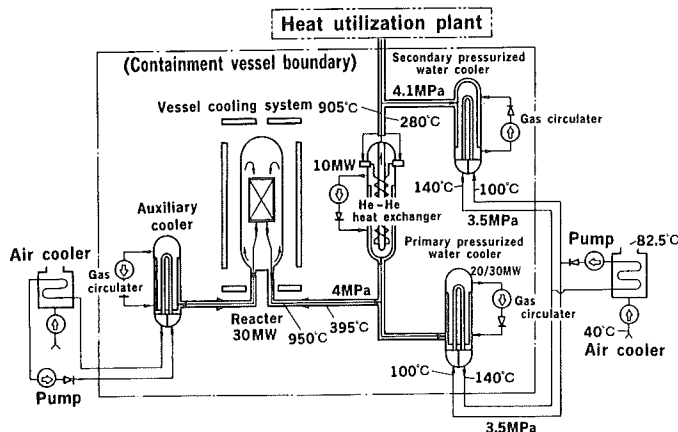


Fig. 4 Flow diagram of cooling system

3.4 Multiple Barriers to FP Release

The HTTR has multiple barriers against FP release into the environment, namely, fuel coatings, reactor coolant pressure boundary, CV and reactor building. Most of the high temperature gas-cooled reactors being designed in other countries have also these barriers except CV. The functions of the CV in the HTTR are (1) to contain FPs, and (b) to limit amount of air which possibly reacts with graphite in the reactor core in an accident. There is no effective barrier to FP release for the accident of primary pipe rupture which cannot be excluded from the HTTR safety evaluations, if there is no CV. The HTTR has a steel CV inside its reactor building and the reactor building serves as a confinement which is called "service area". The service area is maintained at slightly negative pressure to the environment by a ventilation system in both normal operation and accident conditions. The off-site radiation dose in such an accident as pipe rupture in the primary cooling system is remarkably reduced by the CV together with the confinement. Furthermore, in the accident of primary pipe rupture, no effective countermeasure to limit the amount of air break-in to the reactor core is possible except for the CV. The amount of oxidation of graphite in the core is limited to a very low level and the effective dose equivalent in the hypothetical accident is lower than the limit by two orders in the HTTR with the CV.

4. Construction of HTTR

The JAERI submitted the safety analysis report of the HTTR to the Government in February 1989 immediately after the budgetary approval by the Government. Two step safety review was performed by the Science and Technology Agency (STA) and the Nuclear Safety Commission and the installation permit was finally issued in November 1990. The construction of the HTTR facility was initiated on the site in the Oarai Research Establishment, JAERI in March 1991. The excavation of ground and the examination of supporting foundation by the Government were completed by the end of August 1991. The construction of concrete base-matt was also completed in the end of May 1992 and the construction of reactor building is under way. The assembling and installation of CV was completed with a success of its pressure-proof and leakage tests in November 1992. **Photo 1** shows the construction status on the site. Several large tanks for helium gas storage and supply have been already installed on the reactor building. Other reactor equipments are being designed and fabricated in the factories and the reactor vessel and IHX will be installed in 1995 as shown in **Table 2**. It will take about six years for the construction and fuel fabrication and the first criticality will be attained in FY 1998.

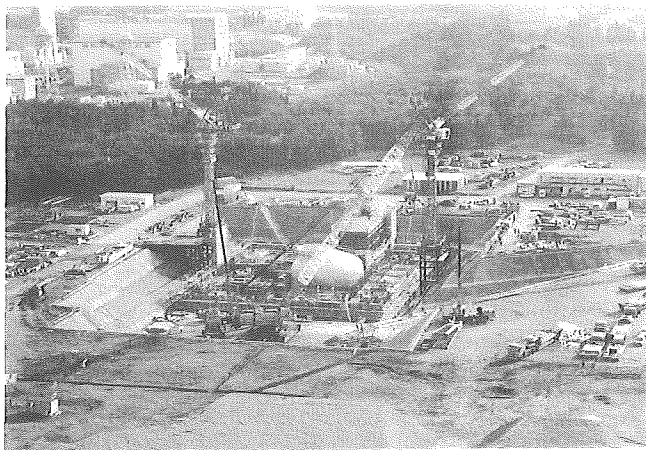
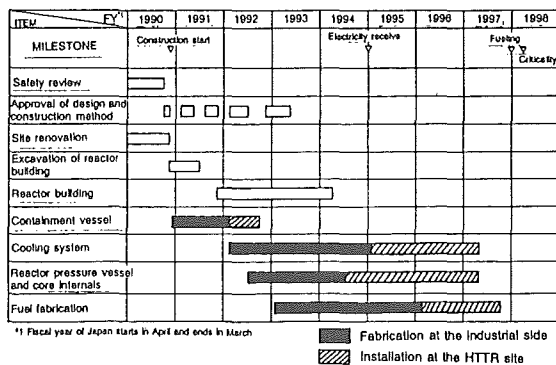


Photo 1 Present status of the HTTR site

Table 2 Construction schedule of HTTR



5. Test Program of HTTR

5.1 Reactor Performance Tests

Reactor performance data will be accumulated through the HTTR criticality, zero power and power increase tests and also full power operation. These data are quite valuable to design, safety evaluation and licensing of future HTGRs. Furthermore, many possible irradiation regions are reserved in the HTTR to be served as an irradiation test reactor in order to promote innovative high temperature basic researches, besides fuel and material irradiation tests. Specific irradiation capabilities in the HTTR are to be able to irradiate a large-sized sample at elevated temperature although maximum thermal and fast neutron fluxes are in an order of 10^{13} n/cm²·s.

5.2 Safety Demonstration Tests

The following safety demonstration tests are planned in the HTTR to verify inherent safety features of HTGRs. (1) Abnormal control rod withdrawal tests and (2) Coolant flow reduction tests.

5.3 Nuclear Heat Application Tests

A heat utilization system is planned to be connected to the HTTR and demonstrated at the later stage of the first core. A steam-reforming hydrogen/methanol production system is under design, which is being promoted by the IAEA as one of international coordinated research programs.

A gas-turbine system will be also investigated if the demonstration test by the HTTR is found to be effective.

6. Concluding Remarks

The HTTR is a high temperature gas cooled test reactor which has various aims and operational modes, while it can provide very high temperature coolant up to 950°C at the outlet of the reactor vessel for the first time in the world. The construction of the HTTR has progressed smoothly so far and its first criticality is foreseen in FY 1998.

The various tests by the HTTR will make great contribution to confirm the salient characteristics of HTGRs including high inherent safety, reliable supply of high temperature heat and so on. Furthermore, the nuclear heat application test in the HTTR will be the first challenge in the world and it is very important because the application of high temperature heat from HTGRs to non-electric field will remarkably contribute to resolve global environmental problems as well as future energy supply.

7. Literature

1. K.Fukuda, et.al., J. Nucl. Sci. Technol., 28 (1991) 570.
2. M.Shindo and T.Kondo, Proc. Int. Conf. Gas-cooled Reactors Today, BNES,2 (1982) 179.
3. T.Oku, et.al., Nucl. Eng. Des., 119 (1990) 177.
4. K.Watanabe, et.al., J. Nucl. Mater., 185 (1991) 8.
5. T.Kondo, et.al., Japanese Patent H2-175829 (1990) 171, US. Patent No.071/737, 909 (1992).

The Development of Nuclear Heat Application in China

Wang Dazhong Xu Yuanhui Zheng Wenxiang

Abstract

The paper presents the singnificance of nuclear heat application in China, development status, main design features and safety concepts of the nuclear heating reactor and modular high temperature gas-cooled reactor developed in China.

1. China's Energy Development Forecast and the Role of Nuclear Energy in Future Energy Supply

China is a large energy producing and consuming country. In 1990, the total commercial energy consumption was 987 Mtce. In addition, about 260 Mtce of biomass energy was consumed in rural area mainly.

In order to forecast the prospect of energy supply and demand in next century, energy development projections up to 2050 have been carried out by INET and other institutions. The economic development target proposed by the Chinese government is to catch on the economic level of middle income countries in 1980s by the middle of next century, i.e. GNP per capita over 4000 USD. China's population will be 1.5 billion at that time. On the base of assumptions in population, economy and technology, as well as analysis of energy conservation potentials, China's energy demand by 2050 was forecasted, and it will reach 4,000 Mtce or more, in which oil demand is 400—500Mt, and installed capacity of power generation is 1,200 GWe.

It has been shown from the projections of the prospects for China's energy supply in next century that oil and natural gas supply will be about 400 Mtce of primany energy by 2050, and hydropower about 300 Mtce. Therefore, coal still occupies the dominant position in China's future primary energy supply mix during a long period. Though China is rich in coal resources, coal production only will reach about 2,500 Mtce, since it will be restricted with transportation and exploitation capacity. Consequently, only about 80% of energy demand could be satisfied with coal, oil, natural gas, and

hydropower, and the gap between energy demand and supply would be equivalent to 20% of energy demand.

Nuclear energy is a sole energy resource that could substitute coal at large scale with commercial availability and powerful competitiveness economically, make up the shortage of energy supply, lighten the burden on coal transportation, and reduce environmental pollution. Therefore, in order to solve above mentioned issues in China's future energy supply, Chinese government has taken nuclear energy development as a important energy policy. The nuclear power will become a new pillar of power industry in China following thermal power and hydropower. Meanwhile, considering that more than half of energy consumption in China is used in form of heat, including high temperature process heat and residential space heat, the development of nuclear heat application has been carried out in China, in which high temperature gas-cooled reactor (HTGR) and low temperature nuclear heating reactor are included.

The R & D of the HTGR started in China at the beginning of 1970s. Prof. R. Schulten visited China in 1978, and his visit has laid the foundation of long-term cooperation in the HTGR development between China and FRG. At present, the R & D of the HTGR is listed in the High Technology Development programme of China.

Meanwhile, a great progress has been achieved in the R & D of the low temperature nuclear heating reactor, which has been one of the key national projects in science and technology in China since 1980s.

2. Low Temperature Nuclear Heating Reactor

2.1 Development Status of Nuclear Heating Reactor(NHR)

The research work on the application of nuclear heat was initiated in early eighties. During 1983—1984, the INET firstly used its existing pool type research reactor to provide the nuclear heat for space heating of its nearby buildings. Meanwhile, two types of the NHR, i.e. vessel type NHR and deep pool type NHR, have been developed by INET. Based on the heating grid conditions in China and the comparison among various design concepts of the NHR, the vessel type NHR has been selected as a main development direction. As a result, a 5MWt nuclear heating test reactor (NHR-5) with an

integrated vessel type was designed and built during 1986— 1989. Since 1989 the NHR—5 has been successfully operated for four winters. On basis of the NHR—5 the commercial sized NHR with output of 200MWt (NHR— 200) has been developed by INET. For speeding up the process of the NHR commercialization, it is decide to build a demonstration NHR—200 in 1994 in Northeast China, which was itemed as one of the national key projects in the Eight Five—Year Development Plan(1991—1995). The feasibility study for the NHR—200 project was finished in 1991, and its basic design is being carried out at the present.

In order to investigate the comprehensive uses of the NHR, some experiments, such as electricity generation with low temperature steam under cogeneration operation mode and air conditioning for a large building area by using nuclear heat and Lithium—Bromide absorption process, were performed at the NHR—5 during 1991— 1992. The results show that the NHR can be used for district heating, air conditioning, sea water disalination and other industrial processes. Now nearly 20 cities and utilities are interested in introducing the NHR into their local energy system.

During last years the INET has closely cooperated with Siemens—KWU on the prefeasibility study of the NHR—200 for Harbin city as well as on the NHR—5 design review.

2.2 Design Features of NHR

The NHR is designed with excellent inherent and passive safety. It is a vessel type light water reactor with the integrated arrangement, natural circulation, self—pressurized performance and dual vessel structure. Fig.1 (a) and (b) show the reactor structures for the NHR—5 and NHR—200 respectively. The main parameters can be found in Table 1. Their essential design features are the same.

A simplified schemetic diagram of the NHR is shown in Fig.2. The nuclear heat supply system contains triple circuits. An intermediate circuit is needed in the NHR to keep heating grid free of radioactivity.

The safety concept of the NHR is fundamentally based on its good inherent and passive safety instead of the engineered safety features.

It is a major safety concern for the NHR to be able to shutdown the reactor in time, to keep the reactor core always covered with coolant and to en-

sure reliable removal of the residual heat. The NHR is operated under low pressure, low temperature, low power density and low radioactivity content in primary coolant. The large subcooled water inventory results in a high thermal inertia in the primary system. A large negative temperature reactivity coefficient has been achieved in the core nuclear design, so any uncontrolled reactivity additions and anticipated transients without scram (ATWS) will be very well counteracted. In addition, the hydraulic control rod system and boron acid solution injection system provide a reliable shutdown of the reactor when necessary. The core decay heat is transferred into atmosphere by natural circulation, and the loss of primary coolant is limited to the content that the core will never be uncovered due to an integrated arrangement within the dual pressure vessels. The overall excellent safety characteristics of the NHR have been demonstrated by the intensive safety analyses as well as the experiments and operation of the NHR-5.

Table 1. Main Design Data of NHR-5 and NHR-200

Reactor		NHR-5	NHR-200
Thermal Power	MW	5	200
Primary system pressure	MPa	1.5	2.5
Core inlet/outlet temperature	°C	146/186	140/210
Average linear heat rate	kw/m	5.6	7.67
Volumetric power density	kw/l	26	36.23
Number of fuel assemblies		16	96
Number of control rods		13	32
Active core height	m	0.690	1.9
Active core diameter	m	0.570	1.9
Inventory of UO ₂	t	0.508	14.87
Enrichment of initial core	%	3	1.8/2.4/3.0
Refueling enrichment	%	3	3
Intermediate circuit pressure	MPa	1.7	3.0
Intermediate circuit temperature	°C	102/142	95/145
Heating grid temperature	°C	90/60	130/80

3. High Temperature Reactor (HTR)

3.1 Development and Research Program of HTR in China

In China High Technology Program, the Modular HTR is chosen as one of the advanced reactors to be developed. The HTR roles in China future energy system can be summarized as following.

— At beginning of next century, based on its good inherent safety and high outlet temperature, the HTR will be used for electricity production with high efficiency and for cogeneration to provide process heat for petrochemical complexes and large energy consuming industries and/or to provide process steam for the enhanced oil recovery. The potential market of HTR in such fields will be tremendous. According to the energy forecast, the annual heavy crude oil production will reach 30 Million tons and the annual production capacity of the total refineries will reach 200 Million tons around the year of 2020.

— At mid of next century, China will be suffered by the shortage of the liquid fuel. The HTR can be used to provide the synthesis liquid fuel through "nuclear coal conversion", which has a important role to play for alleviating the shortage of liquid fuel supply in next century.

In China the research and development of HTR were begun in mid seventies. In that time the main research aim was to develop a high temperature gas reactor with pebble bed and thorium fuel cycle.

In mid of eighties the R & D program of HTR was involved in the China High Technology Development Program. The research work was emphasized on design and development of Modular—HTR. In order to promote the development of Modular HTR in China the INET gave a proposal on construction of a 10MW HTR—Test Module (HTR—TM) in 1987. Then a conceptual design of 10MW HTR—TM was carried out jointly by Siemens—Interatom, KFA Juelich and INET in 1988. The 10MW HTR—TM project was approved by SSTC in March 1991 and then by the State Council in March 1992. It is expect to complete the construction of 10 MW HTR—TM in 1998.

3.2 The 10MW HTR Test—Module (10MW HTR—TM)

Since its approval following tasks has been carried out.

— The reactor concept design has been completed on the basis of joint design work of Siemens— Interatom, KFA and INET.

— The siting and seismic report as well as environmental impact report were examined and approved by the National Nuclear Safety Administration (NNSA) and the National Environment Protection Administration (NEPA). The 10 MW HTR—TM will be constructed at the site of INET.

— The design criteria of 10MW HTR—TM was drawn out by INET and approved by NNSA. Now the basic design and drawing out the PSA report are being carried out, meanwhile the key engineering experiments and components of 10MW HTR—TM are investigated.

The main object of the Test Module is to verify and demonstrate the relevant and unique features of HTR—Modular on a real nuclear test facility. Therefore, the aims for the Test Module have been defined as follows:

— The test Module will be designed for a wide range of possible applications. e.g. electricity, steam and district heat generation in the first operation phase and process heat generation, methane reforming in the second phase.

— The relevant components can be tested and proven at nominal conditions, e.g. graphite core structures, steam generator, helium blower and fuel handling facility.

— The verification of the inherent safety features of the HTR—Module such as negative temperature coefficient of reactivity, temperature limitation due to passive decay heat removal and limitation of power excursion due to water ingress.

— The test Module is capable to withstand extremely high core temperature, so that fuel element mass—test could be carried out at reactor conditions at temperature up to 1600 °C.

The main design data of 10MW HTR—TM are listed in Table 2. The Fig. 3 shows the cross section of the primary circuit of the 10MW HTR—TM.

Table 2. main data of 10MW MHTR

Thermal power	10MW
Power density	2MW/m ³
Core diameter	180 cm

Core height	197 cm
Primary helium pressure	3.0MPa
Inlet helium temperature	250 °C
Outlet helium temperature	700 °C /950 °C
U-235 enrichment of fresh element	17%
Diameter of fuel element	60mm
Number of fuel elements	27,500
Fuel loading scheme	multi-pass mode
Burp-up(avg.)	80,000MWd/t
Number of absorber rods in reflector	16

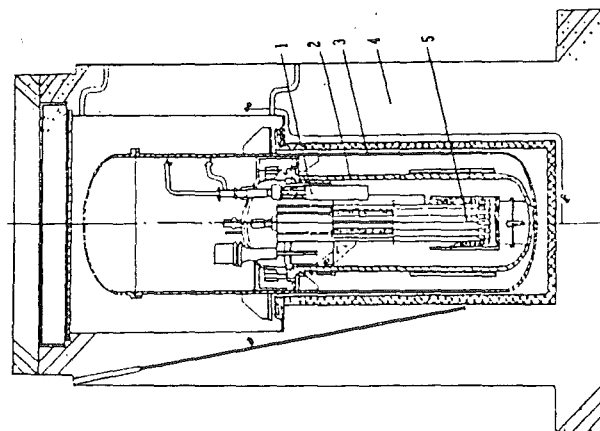
4. Conclusion

China is a large energy consuming country. As the socio-economy development, the future energy demand in China will be considerably enormous. By the middle of next century, China will face to the gap between energy supply and demand, the shortage in liquid fuel and serious environmental pollution caused by coal burning. Therefore the development of nuclear energy in China will be very helpful in resolving the future energy supply. In addition to speeding up the construction of the nuclear power plants, the development of the nuclear heat applications is also very important. The NHR can serve as a clean and economic heat source for urban areas, and the HTR can provide electricity efficiently and high temperature heat for the coal transformation. So both the NHR and HTR have a bright future in China.

References

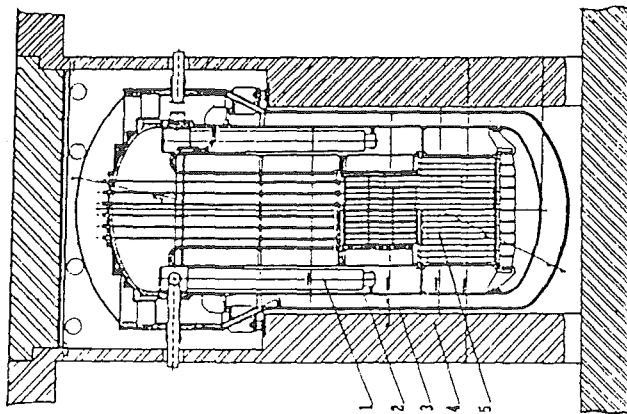
- [1] "The Nuclear Energy Development and Advanced Nuclear Reactor in China", Wang Dazhong, "China Nuclear Science and Engineering" Vol 11, No2 1— 3 June, 1990
- [2] "Chinese Nuclear Heating Test Reactor and Demonstration Plant", Wang Dazhong et al. "Nucl. Engineering & Design" 136(1992) 91—98
- [3] "Feasibility Study Report of NHR-200" INET Document, April, 1991
- [4] "A 5MW Nuclear Heating Reactor", Wang Dazhong et al. Proc. of 7th Pacific Basin Nucl. Conf. 468— 481, March 1990, San Diego

- [5] "Design Principles of a Simple and Safe 200 MW (thermal) Nuclear District Heating Plant" C.Goetzmann et al. Nuclear Technology, Vol. 79, Nov. 1987
- [6] "Present Status of Research and Development for HTR in China", Dazhong Wang et al. "Energy" Vol. 16, No. 1/2, 159—167, 1991 Printed in Great Britain
- [7] "Concept design of 10MW HTR—Test Module" Siemens—Interatom, KFA and INET May, 1988.



(a) NHR-5

- 1. primary heat exchanger
- 2. pressure vessel
- 4. biological shield
- 5. core
- 3. containment



(b) NHR-200

Fig.1 Reactor Structure of NHR

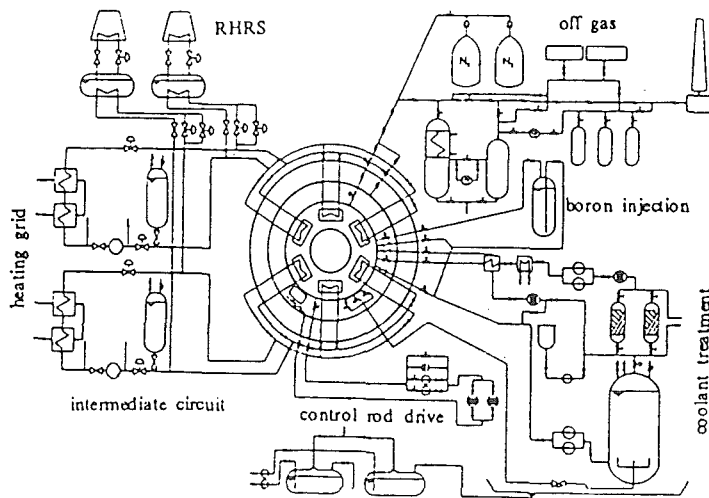


Fig.2 Schematic system diagram of NHR-200

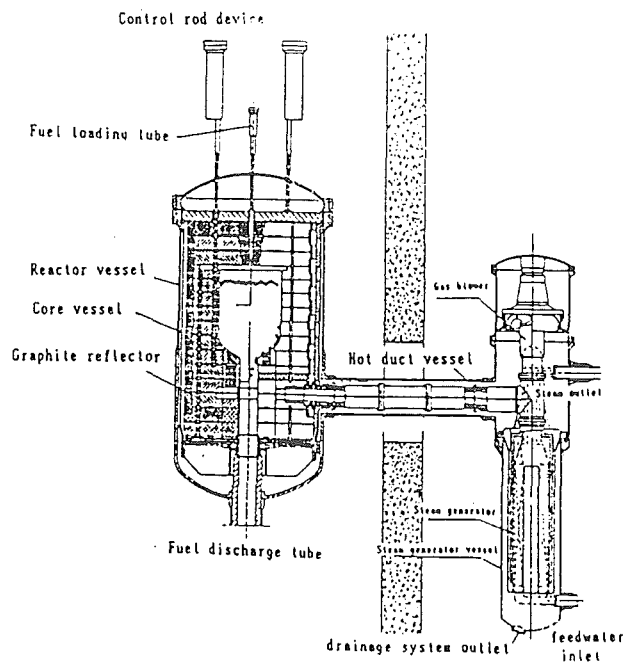


Fig.3 The cross section of the primary circuit of the 10MW HTR Test Module

The Evolution of Helium-Cooled Reactors in the United States

Lawrence M. Lidsky Scott R. Penfield, Jr.

It is particularly appropriate on this occasion to note the very strong ties between the West German and U.S. helium-cooled reactor programs. There have always been strong intellectual ties between our programs; many researchers have worked in both programs and there have been important programmatic influences. In the early days of the AVR program, Oak Ridge National Laboratory provided support for AVR's fuel development work and the initial loading of 30,000 fuel pebbles was fabricated in the United States by Union Carbide. Now that favor is being returned as the modular reactors, based on the great success of the AVR, have become the backbone of the U.S. gas-cooled reactor program.

The story of the helium-cooled reactor in the United States is long and not yet complete. Decisions are going to be made in 1993 that will affect the development of the helium-cooled reactor into the next century. We describe below the events that brought us to the current crossroads.

Early History

The gas-cooled reactor was born very early in the nuclear age (1944), when the high temperature helium-cooled power reactor was introduced by Farrington Daniels. Daniels' designs, featuring both direct and indirect cycle gas turbine power plants in underground installations foreshadowed the most advanced contemporary designs, and highlighted many of the issues still under discussion. Although Daniels' designs were never built, several exploratory gas-cooled reactors were built by the U.S. military in the late 50's and early 60's. The Army built two small nitrogen-cooled reactors as developmental prototypes for a closed cycle gas turbine mobile power plant. Both the gas-cooled reactor experiment (GCRE-1) and the mobile low power reactor (ML1) operated at outlet temperatures of 650°C. The U.S. Navy sponsored the design of a 690°C, 20,000 hp helium closed cycle gas turbine propulsion plant that was never built. The U.S. Air Force developed and built several small air-cooled reactors for direct cycle aircraft propulsion use. Although these were not in the mainline of development of helium-cooled systems, they did give valuable experience with gas exit temperatures exceeding 1000°C. The experimental gas-cooled reactor (EGCR) at Oak Ridge National Laboratory with helium cooling and graphite

moderation, and a steam cycle secondary, was much closer to present designs. The ultra high temperature reactor experiment (UHTREX) at Los Alamos was a helium-cooled graphite moderator 3 Mwt reactor that went critical at the same time as AVR, 1966. UHTREX was designed to test ceramic fuels and high temperature structural materials. The core outlet temperature was 1320°C.

Commercial Reactors

The first HTGR to produce electricity was the 40 Mwe Peach Bottom prototype which began commercial operation in June 1967. The Peach Bottom plant was decommissioned in October 1974 after a total of 1349 equivalent full-power days and production of more than 1.38 billion kilowatt hours of electricity for the Philadelphia Electric Company. This reactor served as an invaluable test bed for the fuel designed for large HTGRs and for reactor physics studies. The average gross plant efficiency over its seven and a half year life was 37.2% and the nuclear steam system availability was 88%. All reactor systems in Peach Bottom performed without major problems. The reactor control system operated exceptionally well, and the steam generator operated throughout its entire life without experiencing failure or plugging of tubes.

The 330 Mwe Fort St. Vrain HTGR was built for the Public Service Company of Colorado under the Power Reactor and Demonstration Program of the U.S. Atomic Energy Commission. It contained a number of design features which were new to power reactor systems in the U.S., namely, hexagonal graphite fuel assemblies incorporating pyrocarbon and silicon-carbide coated uranium and thorium dicarbide fuel particles, once-through modular steam generators with integral superheaters and reheaters, steam-driven helium circulators, and a PCRV. Construction of this plant was completed in 1973, and criticality was first achieved in January 1974.

During the 1971-74 time period, General Atomic Company received commercial orders for ten HTGR-Steam Cycle (SC) plants. In 1975, these orders were canceled and the commercial option for the HTGR-SC withdrawn. The time frame 1976-1977 saw a period of critical re-evaluation of gas-cooled reactor technology. A number of technical and commercial assessments of gas-cooled reactors were performed. One particularly important study was conducted by Arthur D. Little, Inc. for the Energy Research and Development Administration (ERDA), now the Department of Energy. The Arthur D. Little study addressed the economic and technological feasibility of gas-cooled reactors and concluded that the development of this reactor type should be continued through commercialization. Their recommendation were based on the potential for economic, conservation, safety and environmental benefits, relative to alternative nuclear and coal-fired power plants.

Representatives of 30 utilities met with ERDA in August 1977 to discuss the future of thermal gas-cooled reactor technology. Based on that meeting and other interactions, the administration and congress agreed to provide additional support for HTGR development, however, the increased level of support was contingent upon active user participation to assure the ultimate acceptability of the product and to utilize, where possible, normal user-supplier relationships. In response to the requirement for active user involvement, Gas-Cooled Reactor Associates (GCRA) was incorporated by six charter member utilities on February 6, 1978.

During the remainder of 1978, the HTGR program centered on the design and development of a large steam cycle HTGR, with a thermal power of 2240 MWt. While it was acknowledged that the greatest potential of the HTGR lay in advanced applications, a consensus of utilities and suppliers, at that time, was that a commercial project, based upon the steam cycle provided the best prospects for HTGR development.

In parallel with the HTGR-SC commercialization effort, limited advanced design and technology development efforts were conducted in support of the HTGR-GT and various process heat applications. In both cases, heavy emphasis was placed on collaboration with European partners, notably the HHT project in Germany. An advanced materials development program was initiated at GE in support of components for advanced applications, notably high temperature heat exchangers for process heat applications (e.g., reforming). These advanced design and development efforts were guided by user inputs from two GCRA Technical Advisory Committees addressing the HTGR-GT and process heat applications, respectively.

By the fall of 1978, increasing concern with the adequacy of energy supplies led to a reevaluation of the HTGR program priorities and a decision to focus the program on advanced applications. This led to a detailed comparative evaluation of four technical options:

- The gas turbine HTGR (HTGR-GT)
- An HTGR configured for intermediate temperature reforming (HTGR-R)
- A steam cycle HTGR configured for cogeneration (HTGR-SC/C)
- A nuclear heat source demonstration reactor (NHSDR), which would provide the basis for demonstrating both HTGR-GT and HTGR-R technology

The comparative evaluation of the above concepts culminated in December 1980, with a recommendation to pursue the HTGR-SC/C as a first priority. Favorable economics and a relatively near-term potential for displacing large quantities of

oil and natural gas in process energy applications were key factors in the recommendation. The HTGR-GT was recommended as a longer-term option, due to the relatively small economic incentives identified at the 850°C core outlet temperature level, coupled with a perception of significant licensing challenges. The economic incentives for the HTGR-R were not confirmed. Nonetheless, interest in synthetic fuels and the potential for high temperature process energy led to a recommendation for further work. The NHSDR was not recommended, due to the high cost of that option.

Work on the HTGR-SC/C and advanced process heat applications progressed in a relatively stable manner during the next few years. A highlight of the period was the 1982 Port Arthur Refinery Cogeneration Alternatives Study, which evaluated cogeneration of electricity and steam for a major Gulf Oil Company refinery at Port Arthur, Texas. Average steam requirements for the Port Arthur facility were on the order of 4.4 million pounds/hr, about the full output of a 2240 HTGR-SC/C. The study provided a clear indication of the technical and economic feasibility of such a project. Additional work in high temperature process heat applications indicated the potential to couple the HTGR with a variety of synfuel processes.

The MHTGR

As part of the 1983 planning effort, General Electric Company suggested the consideration of small "Modular" HTGRs, based upon German technology, which might be better matched with the smaller energy input requirements of process energy systems. Higher availability and reduced safety system requirements were seen as additional potential advantages of an MHTGR. An evaluation of both steam cycle/cogeneration and process heat MHTGRs was initiated in 1983, however, primary emphasis was on high temperature reforming.

In 1983, a number of factors emerged that escalated the interest in modular HTGR concepts. First, the work initiated in 1982 was producing positive indications for both steam and process heat applications of MHTGRs. Key factors were the simplicity and reliability of the heat source and reduced requirements for backup energy supplies. Secondly, the reduced growth in electrical demand was increasingly seen as inconsistent with the large unit sizes of conventional nuclear power stations. Third, the ability of utilities to finance large nuclear projects was seen as increasingly difficult. Finally, the full impacts of the Three Mile Island accident on the public's perception of nuclear safety and utility operations were by then being felt. In this context, the safety characteristics of the MHTGR were beginning to be appreciated as a possible technical response to safety concerns.

By late in 1983, it became evident that significant interest was developing, both within utilities and Congress toward a reassessment of smaller nuclear plant concepts. This was confirmed through an informal, but broad survey of utilities by GCRA in the latter part of the year. The utility survey prompted a detailed assessment of HTGR options in 1984. The assessment culminated in August 1985 with a redirection of the HTGR program to modular reactors.

The design and development of the MHTGR was formally initiated in 1986, with emphasis on licensing. A Preliminary Safety Information Document (PSID) was submitted to the NRC in September 1987, and was supported by a series of meetings and additional submittals. In parallel, conceptual design of the 350 MWt MHTGR was completed in September of 1988. A key licensing milestone was realized in March 1989 with NRC's issuance of their Draft Preapplication Safety Evaluation Report for the MHTGR. While a number of policy issues were raised, affecting all advanced reactors, the draft report was generally favorable, and gave further encouragement for the MHTGR safety approach.

The "Production Reactor"

In August 1989, the MHTGR was selected as one of two candidates for the Department of Defense program to replace the aging tritium reactors at Savannah River. This event had a profound impact on the commercial program in a number of aspects. Most importantly, it acknowledged the credibility of the concept and provided a significant funding base for its technical advancement. These benefits were not without disadvantages, however, as it deferred the emerging impetus for commercial development and provided conflicting signals as to the preferred design features and safety approach for the concept (e.g, containment). The NPR development effort continued until August 1992, until being overcome by increasingly positive world events. At that time, the NPR was indefinitely deferred, and emphasis was again shifted to the commercial MHTGR program.

The NPR program is now in "close-out" mode and concentrating its effort on the post-irradiation examination of specimens from three fuel irradiation capsules to determine the failure mechanism, including comparisons to archival samples of previous U.S. fuel and to German fuel that has been demonstrated to have superior performance characteristics. At present, it appears that changes to the fuel particle coating process and the fuel compacting process that were introduced to improve fuel performance may have been detrimental to design margins, and this impact was not discovered by the quality control mechanisms in place. Although the fuel tests were disappointing, in its short lifetime, the NPR program did make significant progress in advancing knowledge of Alloy 800H, in quantifying graphite oxidation parameters, and in developing plasma spray techniques to coat graphite elements with Silicon Carbide.

MHTGR-GT

By 1990, the economic potential of the commercial 350 MWt MHTGR had become an issue, following an EPRI review and a joint utility and industry commercialization study. In response, GCRA coordinated a cost reduction study, which led to the emergence of the 450 MWt MHTGR design in 1991. In addition to having more favorable economic characteristics, the recommended 450 MWt MHTGR was found to have increased margins for limiting accidents.

Following selection of the HTGR-SC/C in 1980, work on HTGR-GT designs remained largely dormant until mid-1985, when the MHTGR displaced the large HTGR as the principal focus of the U.S. development effort. Shortly thereafter, McDonald, of General Atomics, proposed a gas turbine version of the MHTGR. Lidsky and Staudt at the Massachusetts Institute of Technology (MIT) subsequently outlined a pebble-bed MHTGR-GT design, based upon the German HTR Modul concept. The MIT work served to highlight recent improvements in heat exchanger and turbine technology, and the corresponding improvements in efficiency that are made possible by those developments. The MIT team showed that commercially-interesting power plants could be built within the constraints imposed by existing materials and design codes. In particular, they showed that plants with efficiencies approaching 50% could be realized with reactor outlet temperatures on the order of 850°C. Further, the passive safety characteristics and smaller components of the MHTGR-GT appeared to mitigate many of the difficult technical and licensing issues identified with the large HTGR-GT.

The MIT results were confirmed through a scoping technical and economic assessment, conducted by Gas-Cooled Reactor Associates in early 1990. This, in turn, led to a more detailed "Initial Evaluation of the MHTGR-GT," which was sponsored by the Empire State Electric Energy Research Corporation (ESEERCO), DOE, Oak Ridge National Laboratory and GCRA. Representatives of the French, German and Japanese nuclear communities also participated in the initial evaluation.

The ESEERCO study confirmed the initial positive indications for the MHTGR-GT and led to the more intensive follow-on effort that is now underway. A key interim milestone for 1993 is the comparative evaluation of the direct and indirect cycle versions of the MHTGR-GT. To aid program decision-making, the MHTGR-GT will also be compared with the reference steam cycle MHTGR.

The results of the current study will be presented to the Department of Energy as it formulates its new strategy under the National Energy Policy Act and a new

administration. We expect that the MHTGR, with its unique features, will play an increasingly prominent role in the U.S. nuclear power program.

Acknowledgements: D. L. Moses of Oak Ridge National Laboratory provided the authors with a detailed history of the brief, but intense, NPR program. We regret that we did not have the room to include more of his narrative.

The Role of the MHTGR in the 21st Century

J. Neal Blue Richard A. Dean Walter A. Simon

1. Introduction

Today the world's primary energy consumption by its 5.4 billion inhabitants is about 320 quads per year (1 quad = 10^{15} BTU). Approximately one third of this is utilized to produce electricity. The per capita distribution of this consumption varies considerably. For example, North Americans consume 10 tonnes of coal equivalent (TCE) per capita while in developing countries where the majority of the world's population exist, their consumption is less than 1 TCE. Ignoring any population growth, it is imperative to increase the developing countries share to at least 2-1/2 TCE to lift their standard of living above the poverty level. That alone would require more than a 50% increase in the existing primary energy supply. And considering only medium population growth¹, in 2030 the world population of 8.8 billion will require 835 quads of primary energy.

While conservation is important and must be encouraged, it will not have any significant impact. First, if you do not have it, it's hard to conserve it. Conservation's benefits will be significant only in the industrialized nations currently consuming more than 8 TCE/year per capita. Second, the population growth is not expected in these countries but in the developing ones. Renewables will also play a part but their contribution will be limited to a few percent. So, over the next 40 years, global policy requires addressing the addition of more than 500 quads, or a 160% increase, in today's consumption from fossil and nuclear fuels.

Today's distribution of primary energy on a worldwide basis is approximately 39 % oil, 27% coal, 21% natural gas, 7% water, and 6% nuclear. At the current rate of consumption, fossil fuel proven recoverable reserves are estimated as 45 years for oil, 65 years for natural gas, and 185 years for coal.

While one could argue these reserves are adequate for at least the time being, what would be the world-wide environmental consequences of a future energy policy based on the deployment of just fossil fuel. All fossil fuels generate CO₂ with natural gas producing the least. On a BTU basis, oil and coal will generate approximately 40% and 110% more, respectively. If there are environmental concerns today, clearly those concerns require that we give due consideration to

¹Long-range World Population Projections, United Nations S/ESA/SER.A/125, 1990

an economically competitive modular reactor which had such safety characteristics that no public evacuation or sheltering would be required, even in the event of a severe accident. In response to this request, a study was initiated of modular designs which employed a safety philosophy similar to the German HTR-Module.

This led to the selection in 1985 of a modular HTGR with the following attributes :

- a) Steel vessels in a side-by-side configuration.
- b) Annular core configuration.
- c) 350 MWt power output.
- d) Prismatic fuel blocks with uranium and thorium.
- e) Underground silo confinement.

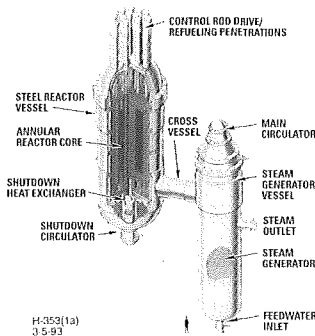


Fig. 1: 350 MWt MHTGR

The draft Preliminary Safety Evaluation Report (NUREG-1338) on this concept was issued by the Nuclear Regulatory Commission and did not identify any credible events that can defeat the fuel particle retention of fission products. Radionuclide release for any event is essentially limited to the very small amount of circulating and plateout activity present in the primary system during normal operation. The risk to the public is therefore capped at ~4 mrem whole body at the site boundary for all licensing basis events. Even for severe (extremely low probability) events which are beyond the licensing basis, the expected dose at the site boundary is well below that which would require any offsite sheltering to the public.

In 1989, without decreasing any safety margins, the fuel loading and power level were increased and thorium as a fertile material was replaced with natural uranium. This resulted in a 450 MWt plant with 15% improvement in energy generation costs.

The characteristics of the MHTGR can be summarized as follows:

- Meltdown proof.
- No requirement for sheltering or evacuations.
- No requirement for operator action.
- Tolerant of operator error.
- Competitive with fossil fuels.
- Short construction period.
- High thermodynamic efficiency.
- Outlet gas temperatures to 1000°C.
- Small incremental power additions.

The MHTGR will have great appeal to developing countries, not only because of the above features, but perhaps equally important, because it does not require a complex infrastructure to assure safe, reliable operation.

3. Future MHTGR Applications

By the year 2030, our earlier forecast indicates an additional 500 quads/year will be required. This is equivalent to 33,000 five hundred megawatt plants. Were the MHTGR to capture only 10% of this market, in 40 years we could expect to see more than 3000 plant operating in many modes. Realistically, we need to see nuclear plants providing at least half of this increase if we are to preserve our environment and assure an acceptable quality of life. An overview of some of these applications is described in the following sections. In addition to electricity generation, the MHTGR can play a major role in the primary energy supply due to its unique capability to heat working fluids to 1000°C.

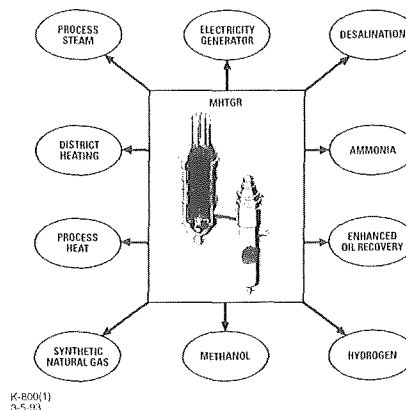


Fig. 2: Potential Applications for MHTGR

3.1 Electricity Generation

The prime focus of the MHTGR thus far has been electricity production via application of a Rankine cycle, using steam to drive the turbine and the generator. However, it has always been recognized that the ultimate mode of electricity generation with a high temperature gas-cooled reactor will be via a Brayton cycle using a gas turbine driving a

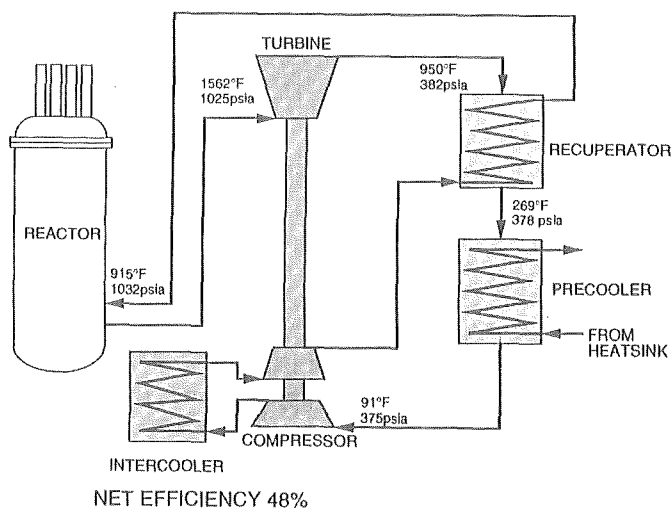


Fig. 3: MHR Gas Turbine Flow Diagram

generator in a closed cycle system. With the progress in gas turbine, recuperator, and magnetic bearing technology during the last decade, this goal is now clearly obtainable and development of HTGR technology is moving in this direction. Plant efficiencies approaching and exceeding 50% are clearly in sight with attendant reductions in waste and thermal discharge to the environment.

3.2 Coal Gasification

Even though coal is the largest producer of CO₂ per unit of energy, it will still have a role in our primary energy supply. However, we can expect it to be in the form of clean coal and a very desirable means of achieving this is through coal gasification. While coal could be the energy source for this process, that would exasperate the environmental problems. Deploying an MHTGR enables the production of synthesis gas without generating CO₂. Four 450 MWt reactors could produce about 90 billion cubic feet per year of pipeline quality gas.

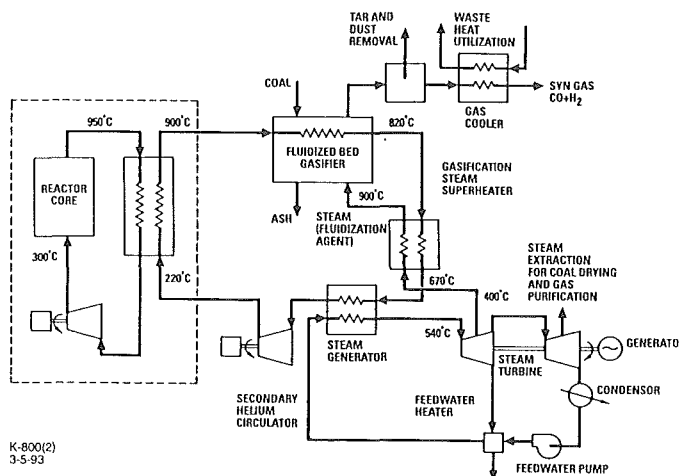


Fig. 4: Steam Gasification of Coal

Figure 4 depicts the flow diagram for producing synthetic natural gas by the steam gasification of coal. Secondary helium at 900°C passes through tubes in the gas generator heat exchanger and provides the thermal energy for the steam-carbon reaction. This heat exchanger is designed as a fluidized bed gasifier. Dried and ground coal is introduced into the bed and superheated steam is the fluidizing agent. The raw crude gas discharged from the gasifier is cooled and tar, ash, and dust are removed. This product is known as synthesis gas, rich in CO and H₂.

3.3 Methanol Synthesis from Recovered CO₂

A valuable transportation fuel, methanol, can be produced using the carbon obtained from the CO₂ in the stack gas from a fossil plant. The environmental appeal of this process cannot be overstated. The hydrogen for the reaction can be obtained from Solid Oxide Steam Electrolysis (SOSE) or the thermo-chemical water splitting. In either case, the MHTGR would provide the high temperature, approximately 1000°C, heat source. Figure 5 is a flow diagram for such a process using steam electrolysis. Maintaining the solid electrolyte at temperatures above 900°C reduces the energy requirement by 25% as compared to low temperature water electrolysis.

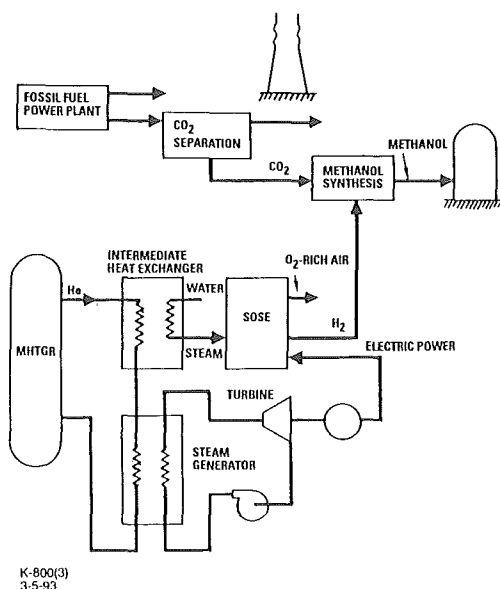


Fig. 5: Methanol Production using Recovered CO₂

3.4 Desalination

A dual purpose MHTGR desalination plant consisting of four 450 MWt modules could produce 600 MWe and 130 million gallons of water per day. This would satisfy the electrical and water needs for a population of approximately 600,000. Desalination would be accomplished by eight low temperature horizontal tube multi-effect distillation trains. Each train consists of a flash chamber,

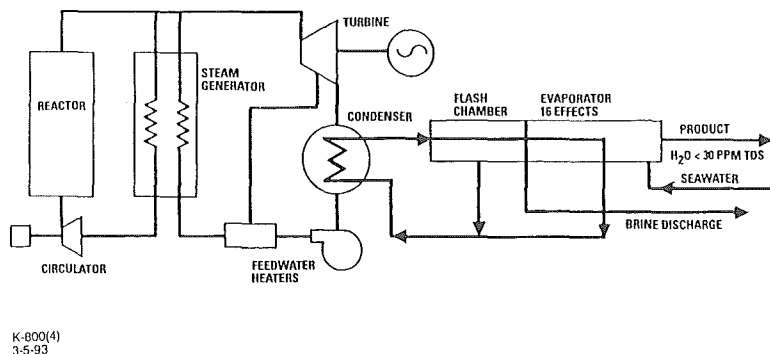


Fig. 6: MHTGR Desalination Plant

16 evaporation/ heat recovery effects, and a heat rejection effect all contained within an epoxy lined steel vessel approximately 30 ft. in diameter and 570 feet long. The product water would have a total dissolved solid content less than 30 ppm. The energy supply for distillation would be from a back pressure turbine discharging steam at 162°F. A flow diagram is shown in Figure 6.

3.5 Methanol from Coal

Transportation fuels in the 21st century will be in such demand that petroleum alone will be insufficient. Coal, with world-wide reserves at least three times that of oil, can satisfy this demand if it is converted to methanol. This can be accomplished by delivering coal and hydrogen to a hydrogasifier which produces CH_4 . As this is an exothermic reaction, no external heat source is required. This methane, supplemented by an equal amount of natural gas, and steam react in a reformer maintained at 900°C by heat from an MHTGR. The products from the reformer are delivered to a synthesis unit which produces methanol. The process arrangement is shown in Figure 7. Four 450 MWt MHTGR's could power a methanol plant which would produce 750,000 #/hour of methanol with a coal feed of 360,000 #/hour and a supplemental natural gas feed of 150,000 #/hour. In addition, there would be a net electricity production of 300 MWe.

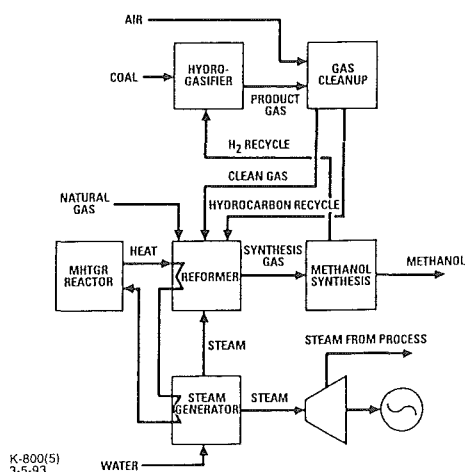


Fig. 7: MHTGR Methanol Process Arrangement

3.6 Thermochemical Water-Splitting

Thermochemical water-splitting is done in a closed loop where all of the starting chemicals (except water) are recycled without loss. One of the most promising is the sulfur-iodine cycle which is characterized by three chemical reactions:

- Sulfur dioxide and iodine react with water to form sulfuric acid and hydriodic acid.
- The sulfuric acid and hydriodic acid are then thermally decomposed.
- Decomposition of the acids produces iodine and sulfur dioxide (the original reactants) plus water, oxygen and hydrogen.

The process begins when water, iodine and sulfur dioxide are combined in a reaction vessel (see Fig. 8). The resultant products (sulfuric acid and hydriodic acid) separate as liquids. The sulfuric acid is concentrated and then decomposed into oxygen, water and SO_2 by passing it through a heat exchanger (cracker) which is maintained at 900°C by heat from an MHTGR.

The hydriodic acid, separated as the second product of the original chemical reaction, goes through a purifier and a concentrator and is decomposed in a high-pressure cracker, which operates at a temperature of about 120°C producing iodine and hydrogen.

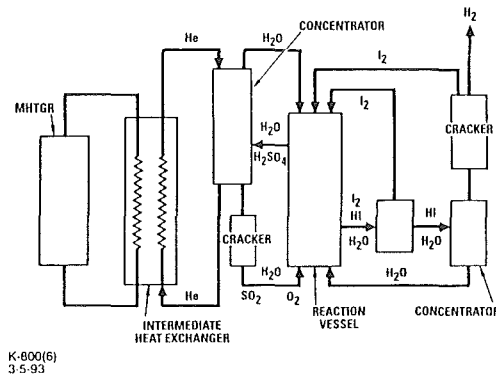


Fig. 8: MHTGR for Hydrogen Production

4. Summary

The above examples demonstrate the unique capability of the MHTGR. A couple of examples would help to put in perspective the ability of the MHTGR to replace fossil fuels as our primary energy source. One thousand 450 MWt MHTGR's using coal and natural gas as feed stocks would produce 4.5 billion pounds per day of methanol, the equivalent of 7 million barrels of oil. Similarly, one thousand 450 MWt gas reactors could produce 60 billion cubic feet of synthetic gas per day which has the energy content of 1.4 million tons of coal. Not only is the MHTGR the most efficient nuclear system for electricity generation, but its high temperature capability makes it an ideal heat source for providing more than 90% of our primary energy needs. Its simplicity and inherent safety characteristics eliminate the need for a complex infrastructure to assure safe and reliable operation which makes it most attractive for deployment in developing countries. One should expect commercialization of this concept in the next 15 years and tens of thousands of units in operation world wide by the middle of the 21st century.

Strikte Ausnutzung der Eigenschaften des Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors

Eberhard Teuchert Klaus-Arne Haas Yuliang Sun Andrej Dudkin

1. Übersicht

Herkömmlicherweise werden Kernreaktoren in ihrem Betrieb und auch bei Störungen durch eine Vielzahl technischer Einrichtungen gesteuert. Diese Einrichtungen unterliegen hohen Qualifikationsanforderungen, um die Möglichkeiten von Fehlfunktionen auszuschließen. Hiermit ist naturgemäß eine Pönalisierung der Wirtschaftlichkeit verbunden, und die Bedienung erfordert hoch ausgebildetes Personal.

Die vorliegende Studie bezieht sich auf das Konzept eines kleinen Kugelhaufenreaktors, bei dem die Erfordernis technischer Einrichtungen weitmöglichst reduziert ist. Stattdessen werden die Möglichkeiten ausgenutzt, die sich durch die besonderen Eigenschaften des Kugel-Brennelementes bieten, d.h. durch den Einschluß des Brennstoffes in Coated Particles und durch deren Anordnung in Graphitkugeln. Als Beispiel wird die Auslegung eines kleinen Reaktors von 20 MW_{th} besprochen, der zur Stromerzeugung im geschlossenen Heliumturbinenzyklus betrieben wird. Das Reaktorgeschehen wird in Computerstudien untersucht, die das neutronenphysikalische, thermohydraulische und abbrandphysikalische Verhalten und die Brennelementbeschickung in ihrer wechselseitigen Kopplung rechnerisch simulieren.

Die Studie erstreckt sich auf die folgenden Vereinfachungen:

- **Peu à Peu-Beschickung:** Die Reaktorkaverne wird während des Betriebes nach Maßgabe des Abbrandes langsam mit Brennelementen gefüllt. Hernach wird sie unter Kaltabschaltung in einem einzigen Arbeitsgang entladen. Hierdurch entfallen Einrichtungen zur Abbrandregelung und zur Brennelemententladung unter Betriebsbedingungen.
- **Peu à Peu-Lebenszyklus:** Ein einziger Beschickungszyklus wird über die gesamte Betriebszeit des Reaktors (z.B. 20 Vollastjahre) ausgedehnt. Es entfallen Einrichtungen zur Handhabung abgebrannter Brennelemente und ein Zwischenlager.
- **Batch-Beschickung:** Die Brennelementbeschickung wird in Monatschargen oder bei Verwendung von abbrennbarem Gift in 4-Monatschargen zusammengefaßt. Die Reaktivitätsregelung vollzieht sich selbsttätig durch Tempe-

raturanpassung des Reaktors. Hierdurch entfällt auch für die frischen Brennelemente die Notwendigkeit der kontinuierlichen Handhabung.

- Implizite Lastwechsel-Regelung: Die zur Laständerung der Heliumturbine erforderliche Änderung des Systemdruckes bewirkt gleichzeitig auch den Übergang der Reaktorleistung in das gewünschte neue Leistungsniveau. Es entfällt die Vorhaltung einer Regelreserve und die Bedienung eines Regelsystems während der normalen Tageslastfolge.
- Inhärente Temperaturbegrenzung bei Lastabwurf: Ein Ausfall der Heliumzirkulation bedingt Unterkritikalität des Reaktors aufgrund einer Temperaturerhöhung in den Brennelementen. Die Nachwärmeabfuhr an die Umgebung vollzieht sich selbsttätig durch Naturzirkulation und Wärmeleitung. Auch bei späterer Rekritikalität nach Xenonzerfall bleibt die Brennstofftemperatur auf wesentlich unterhalb 1200°C begrenzt, so daß keine Freisetzung von Spaltprodukten aus den Coated Particles erfolgen kann. Es entfallen aktive Maßnahmen zur Nachwärmeabfuhr und die Bedienung des Abschaltsystems.
- Passive Sicherheit bei Druckentlastung: Bei Verlust des Kühlmittels vollzieht sich die Wärmeabfuhr an die Umgebung durch Wärmeleitung und Wärmestrahlung. Die passive Begrenzung der Brennstofftemperatur auf $< 1200^{\circ}\text{C}$, auch bei Rekritikalität, und die Spaltproduktrückhaltung bleiben auch hier erhalten. Es entfallen Nachwärmeabfuhr und Notabschaltung.

In dem vorgestellten Reaktorkonzept beschränkt sich der Einsatz der Kontrollstäbe auf die Überführung des Reaktors in den kalt-abgeschalteten Zustand, auf den Übergang vom unterkritischen Zustand in den Leistungsbetrieb und auf eine schnelle Leistungserhöhung nach langfristigem Teillastbetrieb. Für die normale Betriebssteuerung ist der Einsatz des Regelsystems nicht erforderlich.

2. Peu à Peu-Beschickung

Das Konzept des Kugel-Brennelementes gestattet eine besonders einfache Weise der Reaktorbeschickung: Zu Betriebsbeginn wird die Reaktorkaverne nur zum Teil mit Brennelementen gefüllt (Abb. 1). Deren Spaltstoffanreicherung ist so bemessen, daß bei einer Füllhöhe von ca. 100 cm bereits Kritikalität erreicht wird und die Leistungserzeugung beginnt. Während des Betriebes werden frische Brennelemente nach Maßgabe des Abbrandes langsam, d.h. "peu à peu", zugeführt bis nach mehreren Betriebsjahren die Reaktorkaverne vollgefüllt ist. Danach wird unter Abschaltung die gesamte Füllung entladen und ein neuer Betriebszyklus vorbereitet.

Die kontinuierliche Zugabe von Brennelementen kann so bemessen werden, daß eine Überschußreaktivität durch frische Brennelemente vermieden wird und daher die Bedienung des Regelsystems zur Abgleichung des Abbrandes entfällt. Ferner

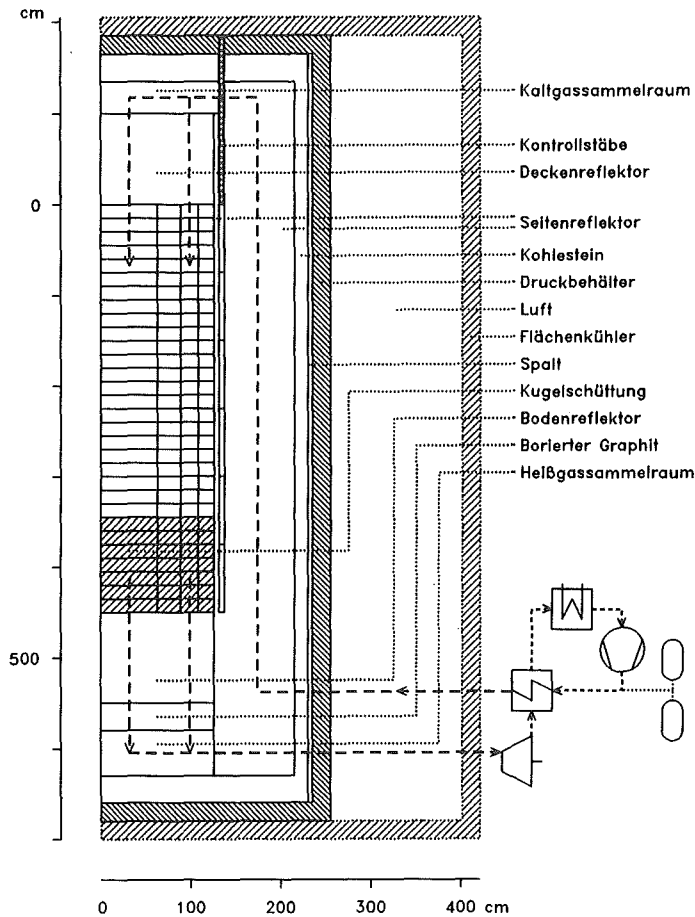


Abb. 1: Rechenmodell

entfällt während der gesamten Betriebsperiode die Handhabung bestrahlter Brennelemente, wodurch sich die Bedienung des Reaktors vereinfacht. Und damit entfallen auch die konstruktiven Einrichtungen für Kugelabzug, Abbrandmessung und Umwälzen der Kugeln, die in anderen Konzepten des Kugelhaufenreaktors erforderlich sind.

3. Peu à Peu-Lebenszyklus

Beim Einsatz einer höheren Schwermetallbeladung pro Kugel ermöglicht es sich, einen einzigen Betriebszyklus über den Zeitraum des gesamten Reaktorlebens, z.B. 20 Vollastjahre, zu erstrecken. Im nachfolgend besprochenen Anwendungsbeispiel werden Kugeln mit einer Schwermetallbeladung von 12 g verwendet, was annähernd der Schwermetallbeladung der THTR-Elemente entspricht. Als Brennstoff

wird 20% angereichertes Uran in den Coated Particles eingesetzt. In einem Zeitraum von 19 Vollastjahren wird ein mittlerer Abbrand von 107 MWd/kg_{SM} erzielt.

Die Beschränkung auf einen einzigen Betriebszyklus bringt mit sich, daß eine Entsorgung der abgebrannten Brennelemente während der Reaktorbetriebszeit gänzlich entfällt. Für die Elemente, die ihren Abbrand erreicht haben, erfüllt die Reaktorkaverne die Rolle des Zwischenlagers. Die Elemente ihrerseits sind im Reaktor von Nutzen durch ihre hohe Wärmekapazität, durch die sie bei thermischen Transienten eine erhebliche Dämpfung der Temperaturänderungen bewirken.

Es bietet sich an, nach der Stilllegung des Reaktors die Entladung der Kugeln um ca. 10 Jahre hinauszuschieben. In dieser Zeit klingt die Aktivität der kürzerlebigen Spaltprodukte ab, und hernach können die Kugeln direkt dem Endlager zugeführt werden. Auf diese Weise erfüllt der stillgelegte Reaktor nachträglich die Rolle des Zwischenlagers für die gesamte Menge der in ihm genutzten Brennelemente.

4. Reaktor für geschlossenen Heliumturbinenzyklus, 20 MW(th)

Zur Darstellung der genannten Vereinfachungen wird ein Reaktor mit einer Core-Kaverne von 22 m³ gewählt (Tab. I). Als Brennstoff wird 20% angereichertes Uran eingesetzt, und die erzeugte Wärme von 20 MW wird zur Stromerzeugung an eine Heliumturbine übertragen. Dem Referenzfall wird ein zweiter Auslegungsfall gegenübergestellt, der im Thoriumzyklus konzipiert ist und das

Tab. I: Auslegungsdaten

		Referenz	Th-Zyklus
Thermische Leistung	MW	20	40
Core-Kaverne: Volumen	m ³	22.1	
Radius / Höhe	cm	125 / 450	
Druckbehälter: Material		vorgespannter Stahl	
Innenradius / Wandstärke	cm	235 / 20	
Heliumaufheizung	°C	550 → 750	
Betriebsdruck	bar	50	
Brennstoff		UO ₂	(U + Th)O ₂
Uran-Anreicherung	%	20	93
Coated Particle-Typ		TRISO	
Kernchendurchmesser	mμ	500	
Schwermetall pro Kugel	g/Kugel	12.0	16.5
Moderationsverhältnis	N _C /N _{SM}	310	220
Anreicherung pro Schwermetall:			
Erstcore / Nachladung	%	10 / 20	8.6 / 25.1
Kugel-Füllhöhe im Erstcore	cm	106.6	105.0

Entwicklungspotential des Reaktors kennzeichnet. Hier ermöglicht sich unter Beibehaltung der 20-jährigen Betriebsperiode eine Erhöhung der Reaktorleistung auf 40 MW.

Im Verlaufe des Auffüllens verändern sich einzelne physikalische Eigenschaften des Reaktors erheblich (Tab. II). Beispielsweise vermindert sich der Neutronenverlust durch Leckage von 28 auf 16%, und hierdurch wird, ohne Regelungsmaßnahmen zu treffen, die Zunahme der Neutronenabsorption in Spaltprodukten ausgeglichen.

Die Leistungserzeugung ist im Anfangscore annähernd gleichmäßig auf alle Brennelemente verteilt. Im Verlaufe des Auffüllens bildet sich eine nach unten abfallende Leistungsdichteverteilung im Core heraus, deren Maximum sich im Bereich der frisch zugeführten Kugeln befindet (Abb. 2). Bei abwärts strömendem Helium sind auf diese Weise Brennelementleistung und Brennstofftemperatur so aufeinander abgestimmt, daß sich eine lokale Temperaturüberhöhung vermeidet.

Entsprechend der veränderlichen Füllhöhe des Cores ergeben sich zeitliche Veränderungen im Regelverhalten des Reaktors. Die Wirksamkeit der Kontrollstäbe im Seitenreflektor ist am größten, wenn ihre Spitzen im Höhenbereich der Kugelschüttungs-Oberfläche verfahren werden. Dementsprechend ergibt sich bei verschiedenen Füllhöhen eine stark unterschiedliche Stabcharakteristik (Abb. 3). Es zeigt sich jedoch, daß der gesamte Reaktivitätshub bei vollem Einfahren der Stäbe

Tab. II: Charakteristik des Reaktor-Lebenszyklus (Start → Ende)

Thermische Leistung	MW	Referenz 20	Th-Zyklus 40
Zyklus-Lebenszeit (Vollast)	Jahre	18.9	20
Abbrand, Mittel	MWd/kg _{SM}	107	165
Maximum	MWd/kg _{SM}	157	239
Konversionsrate		0.39	0.32
Kugelzuführtrate	Kugeln/Tag	22 → 9	30 → 9
Neutronen-Leakage	%	28.3 → 15.5	28.7 → 15.9
Spaltproduktabsorption	%	1.6 → 7.4	1.9 → 11.8
Spaltstoffinventar	kg/GW _{th}	1670 → 5220	1000 → 2900
²³⁵ U-Beschickung	kg/GWd _{th}	1.63	1.27
U ₃ O ₈ -Bedarf (einschl. Erstcore)	kg/GWd _{th}	411	330
Maximale Kugelleistung	KW/Kugel	1.0 → 0.7	2.3 → 1.7
Maximale Brennstofftemperatur	°C	874 → 765	975 → 860
Druckabfall des Heliums im Core	bar	0.030 → 0.063	0.042 → 0.177
Max. Temperatur bei Druckverlust (2/3 Füllung, mit Abschaltstäben)			
Brennstoff	°C	969	1300
Druckbehälter	°C	365	367

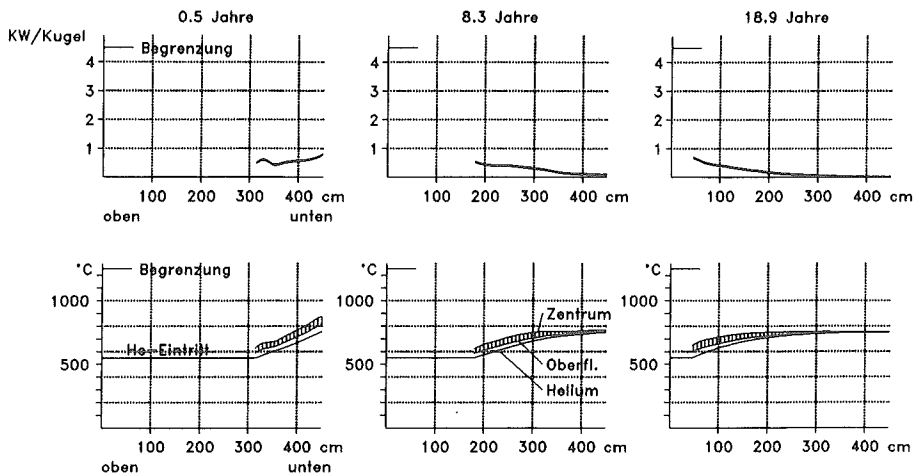


Abb. 2: Axiale Verteilung von Leistung und Temperatur bei verschiedenen Füllhöhen

nahezu unabhängig vom Füllzustand des Reaktors ist. Indessen ist die Abschalt-erfordernis zu Beginn des Betriebszyklus höher als zu späteren Zeitpunkten. Sie kann aber zu allen Zeiten mit einer Anordnung von 8 Reflektorstäben abgedeckt werden.

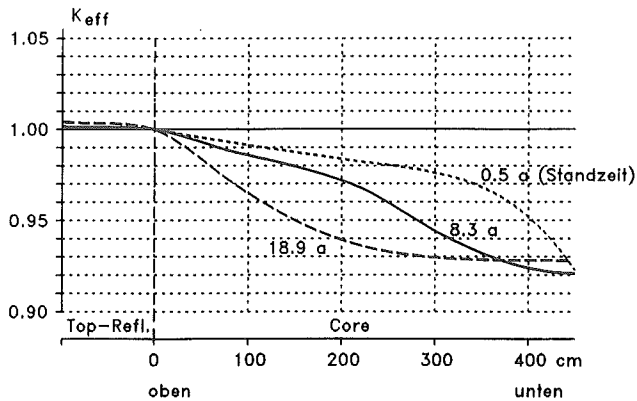


Abb. 3: Charakteristik des Regelstabsystems

5. Batch-Beschickung

In der rechnerischen Darstellung wird die kontinuierliche Zugabe der Kugeln durch Beschickung mit diskreten Chargen simuliert (vgl. Abb. 1). Es bietet sich an, auch die konkrete Reaktorbeschickung batchweise durchzuführen, um die tägliche Handhabung frischer Brennelemente zu vermeiden. Im Falle einer jährlichen Beschickungssequenz ist dabei allerdings erforderlich, eine anfängliche Überschußreaktivität von 3% durch Kontrollstäbe zu binden.

Eine Verkürzung der Beschickungssequenz auf etwa einen Monat bedingt nur eine geringe Reaktivitätsänderung, und diese kann vom Reaktor aufgrund des negativen Temperaturkoeffizienten (Tab. III) selbsttätig abgeglichen werden. Bei konstant gehaltenem Helium-Volumenfluß passen sich die Temperaturen des Kreislaufes der verändernden Temperatur der Brennelemente an (Abb. 4). Es ergibt sich eine Änderung der Helium-Austrittstemperatur von $1.8^{\circ}\text{C}/\text{Tag}$.

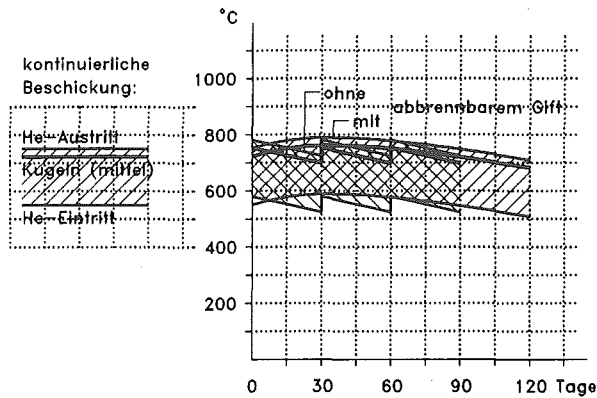


Abb. 4: Abbrand-Regelung durch inhärente Temperaturanpassung bei Batch-Beschickung

Die Beladesequenz kann erheblich gestreckt werden durch die Zugabe von abbrennbarem Gift in den frischen Brennelementen. Im Rechenbeispiel wurden die Kugeln mit 13.6 mg Gadolinium dotiert. Im Rahmen eines Spielraumes von 80°C für die Austrittstemperatur des Heliums wird hierdurch der Beschickungs- turnus auf etwa 120 Vollasttage ausgedehnt.

Tab. III: Reaktivitätseffekte (Referenzfall)

Zeitpunkt im Betriebszyklus	Jahr	0.5	8.3	18.9
Temperaturkoeffizienten [10^{-5}K^{-1}]	dK_{eff}/dT			
Brennstoff (Dopplerkoeffizient)		-3.3	-3.7	-3.6
Moderator		-3.2	-3.4	-2.9
Reflektor		+1.8	+1.6	+1.3
Total		-4.7	-5.5	-5.2
Kritikalitätsänderung bei Abschaltung	ΔK_{eff}			
Vollast \rightarrow Abschaltung (50°C)		+0.0457	+0.0326	+0.0334
^{135}Xe -Zerfall		+0.0350	+0.0177	+0.0178
Zerfall der anderen Isotope		-0.0017	-0.0003	-0.0003
Total		+0.079	+0.050	+0.051
Wirksamkeit des Abschaltsystems (8 Stäbe) ΔK_{eff}		-0.085	-0.088	-0.085

6. Implizite Lastwechsel-Regelung

Im Heliumturbinenkreislauf wird eine Laständerung durch Änderung des Systemdruckes bewirkt. Hierdurch ändert sich der Massenstrom, nicht aber der Volumenstrom, so daß die Tourenzahl der Turbine unverändert erhalten bleibt. Reaktorseitig bedingt eine Änderung der Wärmeabfuhr eine Temperaturänderung der Brennelemente mit Rückwirkung auf die Kritikalität. Da der Temperaturkoeffizient negativ ist (Tab. III), paßt sich der Reaktor in seiner Leistungserzeugung an die veränderte Wärmeabfuhr an [2] (Abb. 5).

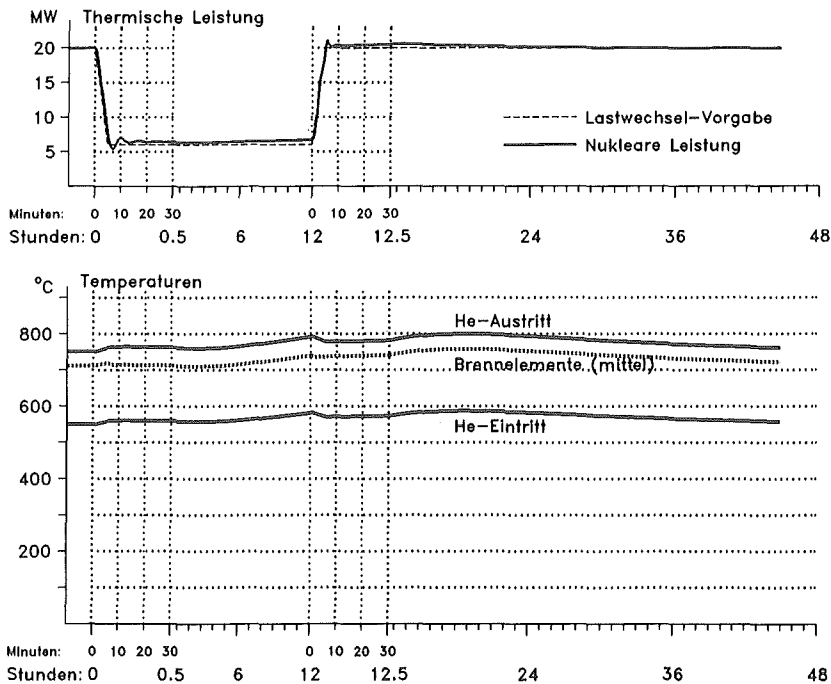


Abb. 5: Inhärente Lastwechsel-Regelung durch Leistungsanforderung (100-30-100%)

Im Rechenbeispiel wird eine Absenkung des Druckes auf 30% linear über 5 Minuten vorgegeben. Die hiermit verbundene Erhöhung der mittleren Brennstofftemperatur beträgt 9°C , und die Reaktorleistung paßt sich nahezu gleichmäßig an. Die Heliumaustrittstemperatur verändert sich während der ersten 8 Stunden nur um wenige Grade. Danach erfolgt allerdings ein langsamer Anstieg, der sich auf den Abbau des Spaltproduktes ^{135}Xe zurückführt. Sofern die Lastabsenkung langfristig aufrecht erhalten bleibt, beträgt dieser Anstieg mehr als 100°C und muß durch Einfahren der Regelstäbe begrenzt werden. Wird indessen der Reaktor nach 12 Stunden wieder auf Vollast umgestellt, so beträgt die Schwankung der Heliumaustrittstemperatur maximal 50°C . Das Maximum wird etwa 5 Stunden nach dem Übergang zur Vollast erreicht, da hier die ^{135}Xe -Konzentration ein Minimum erreicht.

In einem realen Tageslastdiagramm sind die Zeiten der Lastreduktion und -erhöhung kürzer als in dem besprochenen Lastdiagramm, so daß die Temperaturschwankungen geringer sind. Daher kann ein normaler Lastwechselbetrieb ohne den Einsatz von Regelstäben gefahren werden.

7. Inhärente Temperaturbegrenzung bei Lastabwurf

Ein Extremfall der Lastabsenkung ist bei gänzlichem Ausfall der Zwangskühlung der Brennelemente gegeben. Sofern der Heliumdruck aufrecht erhalten bleibt (Störfall mit Druck), stellt sich eine Naturzirkulation des Heliums in der Reaktorkaverne ein, die einen Wärmetransport von der Kugelschüttung zum kälteren Bereich, dem Reflektor, vermittelt. Sofern jedoch das Helium entweicht, d.h. der Druck auf 1 bar absinkt, baut sich ein Wärmetransport durch Wärmestrahlung zwischen den Kugeln auf. Qualitativ ist das transiente Verhalten des Reaktors in beiden Situationen sehr ähnlich (vgl. Abb. 7 im nachfolgenden Abschnitt). In beiden Situationen bewirkt eine anfängliche Temperaturerhöhung innerhalb weniger Minuten das Abklingen der Leistungserzeugung bis auf das Niveau der Nachzerfallswärme. In den folgenden Stunden bewirken Temperaturanstieg und Xenonaufbau eine Unterkritikalität des Reaktors.

Der Anstieg der mittleren Brennelementtemperatur liegt anfangs bei 23°C/min. Im Störfall mit Druck erreicht die mittlere Temperatur bereits nach 1 Stunde ein Maximum, welches lediglich um 40°C über dem Mittelwert des vorangegangenen Leistungsbetriebes liegt. Der nachfolgende Temperaturabfall führt dazu, daß nach ca. 8 Stunden Rekritikalität des Reaktors eintritt. Die nukleare Leistung steigt innerhalb von 14 Minuten bis auf 4,4% der Vollastleistung und fällt anschließend aufgrund der damit verbundenen Erwärmung ($\Delta T_{\text{mittel}} = 10^\circ\text{C}$) wieder zusammen. Der Vorgang wiederholt sich nach etwa einer Stunde und kumuliert mit abklingenden Schwingungen in ein nukleares Leistungsniveau, das etwa das Doppelte der Nachwärme beträgt. Infolge des Xenonzerfalles erhöht sich dieses Leistungsniveau langsam, bis nach 3 Tagen 1,8% der Vollastleistung erreicht werden. Dieser Endzustand bleibt langfristig konstant erhalten.

Im Endzustand beträgt die maximale Brennstofftemperatur 975°C. Dies liegt weit unter der Grenztemperatur von 1600°C, die sich für die Rückhaltung der Spaltprodukte in den Coated Particles experimentell ermittelte. Es liegt zudem auch erheblich unter der Grenztemperatur von 1250°C, die sich im AVR-Reaktor als zuverlässige Beschränkung für den langfristigen Normalbetrieb erwiesen hat.

8. Passive Sicherheit bei Druckentlastung

Eine Reduktion des Heliumdruckes auf 1 bar stellt ein Extremum der Lastwechselregelung dar und ist praktisch gleichbedeutend mit dem Störfall des Kühlmittelverlustes (LOCA). Der Wärmetransport durch das Helium reduziert sich

erheblich und vollzieht sich vorwiegend durch Wärmeleitung und Wärmestrahlung innerhalb der Kugelschüttung. Im Verlauf der ersten 8 Stunden nach der Druckentlastung baut sich ein Temperaturfeld mit ausgeprägten Temperaturgradienten zum Reflektor hin auf, und hierdurch wird der Abtransport der Nachwärme bewirkt (Abb. 6).

Der Vorgang der inhärenten Temperaturbegrenzung (Abb. 7) verläuft in ähnlicher Weise wie im oben erläuterten Störfall mit Druck. Allerdings erstreckt sich die anfängliche Phase der Unterkritikalität über einen erheblich längeren Zeitraum (ca. 18 Stunden), da der Abtransport der Nachwärme langsamer vonstatten geht. Der geringere Abtransport der Nachwärme bedingt ferner, daß sich langfristig die Reaktorleistung auf ein niedrigeres Niveau, auf lediglich 0.6% der Vollastleistung, einpendelt. Die mittlere Brennstofftemperatur pendelt sich indessen auf annähernd den Wert wie beim Störfall mit Druck ein. Dieses Temperaturniveau legt sich durch die Kritikalitätsbedingung nach Zerfall des ^{135}Xe fest. Die Leistung, auf die sich der Reaktor bei diesem Temperaturniveau einstellt, bestimmt sich durch die Wärmeabfuhr, welche in beiden Fällen unterschiedlich ist.

Die Charakteristik des Störfallverhaltens ist natürlich abhängig vom Füllzustand des Reaktors. Im Anfangscore, bei etwa 1/3 Füllung der Reaktorkaverne, ist die Wärmekapazität der Kugelschüttung am geringsten, und daher sind die Temperaturtransi-

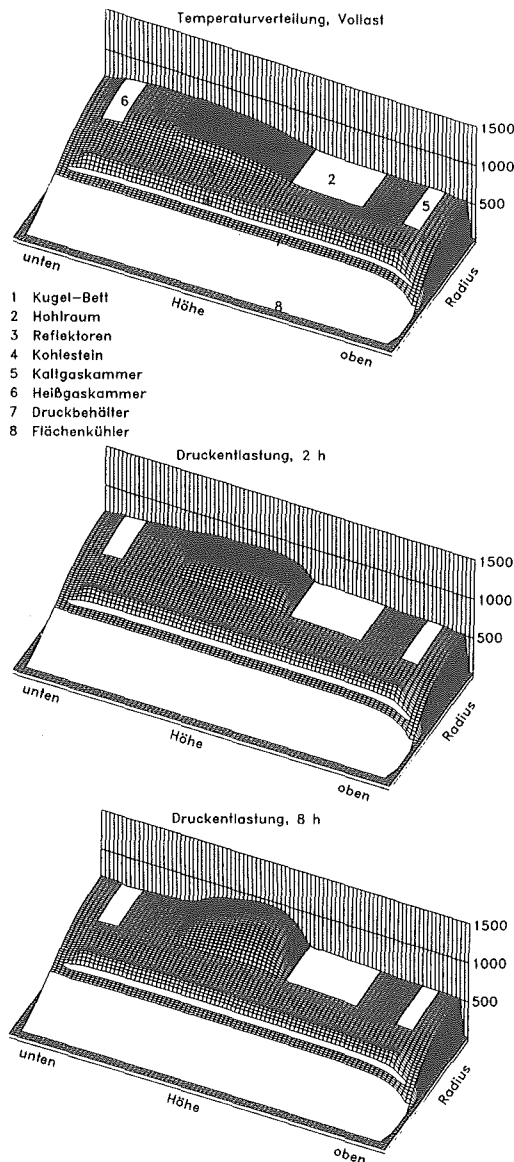


Abb. 6: Verlagerung des Temperaturfeldes bei Druckentlastung

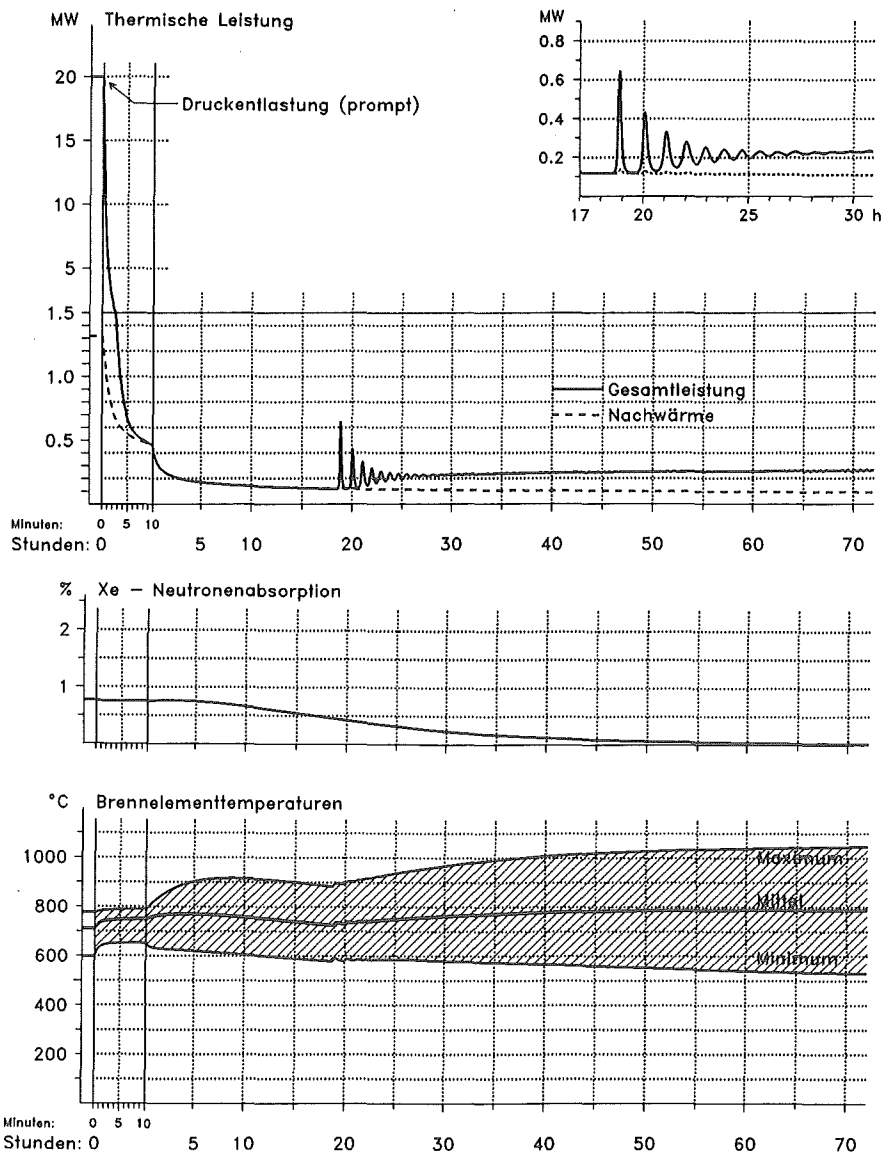


Abb. 7: Druckentlastungsstörfall: Selbsttätige Abschaltung und Rekritikalität

enten um ca. 200°C höher als im späteren Betriebszyklus (Tab. IV).

In Tabelle IV werden auch die Daten für den Auslegungsfall im Thoriumzyklus gegenübergestellt. Aus Gründen einer günstigeren Neutronenökonomie ermöglicht es sich, Brennelemente mit höherer Schwermetallbeladung (16.5 g/Kugel) einzusetzen. Dadurch kann in der gleichen Reaktorkaverne ein Peu à Peu-Bela-dezyklus über 20 Vollastjahre mit einer Leistung von 40 MW betrieben werden.

Tab. IV: Charakteristik in Störfällen mit Rekritikalität (ohne Einsatz des Abschaltsystems)

Fall		Referenz (20 MW)		Th-Zykl.(40 MW)
Störfall		mit Druck	Druckentlastung	
Zeitpunkt im Reaktorleben	Jahre	8.3	0.5 8.3	9.3
Zeitpunkt der Rekritikalität	Stunden	8.0	17.2 18.5	21.2
Leistungsmaximum bei Rekritikalität	MW	0.88	0.70 0.64	1.30
Nukleare Leistung, langfristig (nach 3 Tagen)	MW	0.36	0.29 0.12	0.30
Mittlere Temperatur, langfristig	°C	830	995 795	1090
Maximale Temperatur, langfristig	°C	975	1270 1050	1480

Das Regel- und Störfallverhalten des Reaktors vollzieht sich gleichfalls im Rahmen der Begrenzung für die Brennelementtemperatur von 1600°C.

9. Zusammenfassung

Die Brennelemente des Kugelhaufenreaktors sind durch ihre handliche Geometrie, den Einschluß des Brennstoffes in Coated Particles und die weitgestreute Verteilung derselben in einer Graphitmatrix gekennzeichnet. Die Nutzung dieser Eigenschaften ermöglicht es, diesen kleinen und sehr einfachen Reaktor zum Betrieb einer Heliumturbine zu konzipieren, in welchem viele aufwendige Steuereinrichtungen herkömmlicher Reaktoren entfallen. Stattdessen wird die naturgesetzlich verankerte Kopplung zwischen Temperatur und Kritikalität ausgenutzt.

In Betrieb und Störfall vermeidet sich aufgrund dieser Kopplung eine Überhitzung der Brennelemente, so daß sich die Freisetzung von Spaltprodukten grundsätzlich ausschließt. Die Leistungserzeugung des Reaktors steuert sich selbsttätig durch den Abtransport der erzeugten Wärme. Die besonders langsam durchgeführte *Peu à Peu*-Beschikkungsweise ermöglicht es, daß während des gesamten Reaktorlebens keine Entladung bestrahlter Brennelemente erforderlich ist.

10. Literatur

- /1/ E. Teuchert, H. Gerwin, K.A. Haas, R. Schulten, Y. Sun: "Features of Passive Control of a Small Pebble Bed HTR for Gas Turbine Cycle", Eighth Proceedings (1992) of the Nuclear Thermal Hydraulics Division of American Nuclear Society. See also Trans. Am. Nucl. Soc., 66, 598, Chicago, Nov. 15-22, 1992.
- /2/ H. Gerwin, W. Scherer, E. Teuchert: "The TINTE Modular Code System for Computational Simulation of Transient Processes in the Primary Circuit of a Pebble-Bed High-Temperature Gas-Cooled Reactor", Nucl.Sci.Eng. 103, 302-312 (1989)

Versuche zum Nachweis der Sicherheitseigenschaften von Hochtemperaturreaktoren

**Werner Fröhling Manfred Kugeler Hans Ferdinand Nießen
Bruno Schröder Martin Lange Hans Hohn**

1. Zielsetzung

Es werden weltweit Anstrengungen unternommen, Kernreaktoren zu entwickeln, bei denen die Abgabe großer Mengen von Radioaktivität an die Außenwelt ausgeschlossen werden kann. Eine wichtige - wenn auch nicht allein ausreichende - Voraussetzung für den Erfolg dieser Entwicklungen wird sein, ob die angestrebten bzw. behaupteten Sicherheitseigenschaften auch durch realistische experimentelle Nachweise überprüfbar sind. Diese Nachweise müssen zeigen, daß der Reaktor auch auf hypothetische nukleare, thermische, chemische und mechanische Störfallbelastungen stabil bzw. inhärent sicher reagiert. Thermische Stabilität bedeutet zum Beispiel, daß eine durch Ausfall der betrieblichen Nachwärmeabfuhr einsetzende Kernaufheizung nicht zur Zerstörung des Reaktors führt, weil bestimmte inhärente Eigenschaften des Reaktors eine gefahrlose Ableitung der Wärme an die Umgebung erlauben.

In den folgenden Ausführungen werden derzeit betriebene oder geplante Experimente zur thermischen, chemischen und mechanischen Stabilität von Hochtemperaturreaktoren beschrieben. Die Experimente sind generisch konzipiert, d.h. sie sind nicht bauartbezogen (z.B. auf Kugel- oder Blockelemente); zum Teil sind sie von allgemeiner sicherheitstechnischer Bedeutung für Kernreaktoren, wie die Untersuchungen zu berstsicheren Behältern.

2. Experimente zur selbsttätigen Abfuhr der Nachwärme bei Hochtemperaturreaktoren (SANA)

Die Bemühungen im Rahmen der Experimente zur Abfuhr der Nachzerfallswärme beziehen sich auf die **thermische Stabilität** als wesentliche, immer zu gewährleistende Sicherheitseigenschaft von Kernreaktoren. Durch eine geeignete Auslegung und Dimensionierung wird beim Hochtemperaturreaktor erreicht, daß auch bei schwersten Störfällen, die weit im hypothetischen Bereich liegen, keine unzulässig hohen Temperaturen im Reaktorkern auftreten und damit keine erhöhte Spaltproduktfreisetzung aus den Brennelementen erfolgt. Die anfallende Nachwärme wird selbsttätig, naturgesetzlich - ohne Inanspruchnahme technischer Aggregate - aus

dem Core abgeführt. Die Prinzipien der Nachwärmeabfuhr sind theoretisch fundiert, rechnerisch nachgewiesen und numerisch simuliert sowie durch Erfahrungen am AVR belegt worden.

Im Rahmen des geplanten Versuchsvorhabens soll diese selbsttätige Nachwärmeabfuhr experimentell demonstriert werden /1/. Dazu wird ein hinreichend großer Ausschnitt aus dem Reaktor im Originalmaßstab aufgebaut, und die Störfalltransienten werden nachgefahren. Über den Demonstrationsaspekt hinaus wird durch einen Vergleich von Vorausrechnungen, Experimenten sowie Nachrechnungen eine notwendige Validierung der mehrdimensionalen Rechenprogramme möglich sein /2/.

2.1 Vorgehen und erste Ergebnisse

Um für die Planung der Demonstrationsanlage experimentelle Erfahrung gewinnen zu können, wird zunächst ein Vorbereitungsexperiment (Abb. 1) konzipiert. In diesem soll eine Graphitkugelschüttung mit 1,5 m Durchmesser und 1 m Höhe bei relevanten Störfalltemperaturen untersucht werden. Die Wärmeeinbringung erfolgt über mehrere Heizstäbe, die senkrecht in der Schüttung angeordnet sind. Axiale Isolation hält die Wärmeverluste klein.

Exemplarisch ist in Abb. 2a ein in einer Anordnung mit einem zentralen Heizelement gemessenes stationäres Temperaturfeld aufgetragen. Die Kugelschüttung ist dabei radial durch eine zusätzliche Isolationsschicht begrenzt, um das Temperaturniveau anzuheben. Zur Inertisierung wird hier Stickstoff als Repräsentant für eventuell in das Core eingedrungene Luft verwendet. Versuche mit Helium finden ebenso statt. Ergebnisse aus numerischen Simulationen sind für radiale Profile in Abb. 2b dargestellt (Symbole bezeichnen die Meßwerte). Offensichtlich wird der Wärmetransport richtig beschrieben.

Für das Demonstrationsexperiment (Abb. 3) werden um die Kugelschüttung herum Coreeinbauten und -umbauten im Originalmaßstab angeordnet. Heizeinrichtungen, Meßtechnik sowie Software zur Steuerung, Meßdatenerfassung und -auswertung können weitgehend vom Vorbereitungsexperiment übernommen werden. Das in der großen Anordnung demonstrierbare thermodynamisch träge Verhalten des Hochtemperaturreaktors wird einen Beitrag leisten, das Verständnis für das Konzept der selbsttätig sicheren Kernreaktoren zu fördern.

3. Nachweise zur chemischen Stabilität

Der Einbruch von Wasser oder Luft in den Kern sind HTR-spezifische Störfälle. In beiden Fällen kommt es zwischen diesen Stoffen und dem Graphit der Brennele-

mente bzw. der Coreinbauten zu chemischen Reaktionen, die einerseits zu brennbaren Gasen wie z.B. CO führen, und andererseits die mechanische Struktur der Brennelemente und der graphitischen Coreinbauten angreifen. Im Fall des Eindringens von Wasser in das Core ist zusätzlich die hiermit verbundene Reaktivitätserhöhung zu berücksichtigen. Die Beherrschung des Reaktivitätseffekts wird erreicht durch eine Begrenzung der Wasserdampfmenge im Core, sowie durch eine Begrenzung der Schwermetallbeladung der Brennelemente. Der experimentelle Nachweis des neutronenphysikalischen Zusammenhangs zwischen Wasserdampfgehalt, Schwermetallbeladung der Brennelemente und Reaktivitätseffekt ist Gegenstand des kritischen Experiments PROTEUS, das am Paul-Scherrer-Institut in Villigen/Schweiz durchgeführt und an anderer Stelle beschrieben wird.

Der Einbruch von Wasser und Luft, bzw. ein Druckabfall als Vorläufer eines Luft-einbruchs werden auslegungsgemäß durch das Reaktorschutzsystem detektiert. Als Folge werden entsprechende Reaktorschutzaktionen automatisch angeregt: Reflektorstabeinfall, Gebläseabschaltung, Dampferzeugerabspernung und Schließen der Primärkreisabspernarmanuten bzw. Dampferzeugerschnellentleerung bei Wassereinbruch. Durch diese Maßnahmen werden die Auswirkungen der chemischen Reaktionen mit Wasser oder Luft limitiert.

Die nachfolgend beschriebenen Untersuchungen zur chemischen Stabilität des Reaktors gehen von einem Ausfall dieser Maßnahmen des Reaktorschutzsystems aus, d.h. von hypothetischen Störfallannahmen.

3.1 Schutzschichten auf HTR-Brennelementkugeln und graphitischen Coreinbauten

Um einen nahezu vollständigen Schutz vor Korrosion im Falle von massiven Luft- oder Wassereinbrüchen zu erreichen, wird derzeit die Herstellbarkeit und die Schutzwirkung spezieller Beschichtungen auf die Brennelemente und ggf. auf die graphitischen Einbauten untersucht. Als positiver, zusätzlicher Effekt wird auch erwartet, daß durch eine derartige Beschichtung die Endlagerfähigkeit (Auslaugbeständigkeit) von HTR-Brennelementen noch weiter verbessert wird.

Die Arbeiten begannen damit, daß zunächst aus verschiedenen Beschichtungsmaterialien eine Auswahl getroffen wurde. Es zeigte sich, daß insbesondere SiC-Beschichtungen für Graphitmaterialien die gewünschten Eigenschaften haben. Die Beschichtungen wurden vorwiegend nach Schlicker- und CVD-Verfahren hergestellt. Beschichtet wurden Kugeln aus A3-3-Graphit, Elektrographit und Graphit mit angepaßtem Ausdehnungsverhalten. Korrosionsversuche an beschichteten E-Graphit und A-3-Kugeln zeigten, daß bei Luftatmosphäre und Temperaturen bis 1550 °C über viele Stunden (56 h) z.B. beschichtete Kugeln der Firma Hoechst CeramTec unbeschädigt blieben. Auch Thermoschock-Versuche (Aufheizung auf Temperaturen bis 1500 °C und dann Abkühlung in Wasser bei 20 °C) überstanden

diese beschichteten Kugeln ohne Schaden. Die Ergebnisse der Korrosionsversuche zeigen, daß im hohen Temperaturbereich (1000 °C bis 1500 °C) verschieden hergestellte SiC-Schichten ohne wesentliche Beschädigungen geblieben sind. Für den kritischen Temperaturbereich 700 °C bis 1000 °C wurde durch Korrosionsversuche festgestellt, daß nur einige wärmevorbehandelte Schichten aus SiSiC als Korrosionsschutz auf A3-3-Graphitkugeln wirksam waren. Eine gleichmäßige Qualität dieser Beschichtungen auf A3-3-Graphitkugeln muß noch im Laufe der weiteren Entwicklung erreicht werden.

Beschichtungen auf Graphitkugeln mit angepaßtem Ausdehnungsverhalten zeigten auch in dem kritischen Temperaturbereich einen ausgezeichneten Korrosionsschutz.

Vorbereitungen für Bestrahlungstests von SiC-beschichteten Kugeln wurden getroffen. Außerdem sind für beschichtete Kugeln Standardtests bezüglich mechanischer, wärmetechnischer und chemischer Eigenschaften geplant.

3.2 Untersuchungen zum Lufteinbruch in ein HTR-Core

Um zu einer Aussage zur chemischen Stabilität des HTR-Cores bei einem Lufteinbruch zu gelangen, müssen der das Core aufgrund hypothetischer Annahmen durchströmende Luftmassenstrom sowie die hiermit einhergehenden Korrosionsvorgänge bekannt sein.

Während zur Korrosion von Brennelement- und Strukturgraphit seit Jahren zahlreiche Arbeiten vorliegen, wurden vergleichsweise nur wenige Untersuchungen zu dem durch Naturkonvektion angetriebenen Luftmassenstrom durch das HTR-Core durchgeführt. Diese erfolgten vorwiegend an der Universität Duisburg und bei JAERI /3, 4, 5, 6/.

Ein Lufteinbruch, der lediglich zu einer stagnierenden Luftatmosphäre führt, ist von untergeordneter sicherheitstechnischer Bedeutung, da der Umfang der hiermit verbundenen Korrosionsvorgänge gering ist. Entscheidend ist daher die Ausbildung eines über längere Zeit anhaltenden Luftzustroms, angetrieben durch Naturkonvektionsvorgänge. Für die Ausbildung und den Betrag des Naturkonvektionsstroms sind die Störfallannahmen bzw. die Annahmen hinsichtlich der Lecköffnungen maßgebend.

Vergleichsweise hohe Luftdurchsatzraten ergeben sich bei Annahmen, die einen sog. Kaminzug ermöglichen. Hierfür müssen allerdings gleichzeitig an einer tiefliegenden und an einer höhergelegenen Stelle des Primärkreises jeweils Lecköffnungen von ausreichender Größe entstehen. Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer derartig extremen Annahme ist jedoch äußerst gering. Eher denkbar ist der - ebenfalls hypothetische - Fall des vollständigen Versagens der Koaxialleitung zwischen Reaktor- und Dampferzeugerbehälter des HTR-Modul. Dies führt zur gleichzeitigen Freilegung von Heiß- und Kaltgasleitung, d.h. zu zwei großen Öffnungen, die sich

jedoch auf gleicher geodätischer Höhe befinden. Dieser hypothetische Störfall wurde als Basis für Untersuchungen zum Lufteinbruch gewählt.

Das z. Z. im Aufbau befindliche Experiment ist in Abb. 4 dargestellt. Auf einem Tisch wird ein 300 x 300 mm großer Ausschnitt eines HTR-Cores aufgebaut, bestehend aus Bodenreflektor, Kugelschüttung (Originalgröße $d = 60$ mm), Hohlraum über der Kugelschüttung und Deckenreflektor. Die Gasführung ist ebenfalls weitgehend den realen Verhältnissen entsprechend gestaltet. Die Luft strömt in die Kugelschüttung durch den inneren Querschnitt einer Koaxialleitung. Die abströmende Luft wird durch ein Rückführrohr, das die Kühlgasbohrungen des Seitenreflektors simuliert, zum äußeren Querschnitt der Koaxialleitung geführt. Die in dem Kugelkanal angeordnete Kugelschüttung, Boden- und Deckenreflektor sowie das Rückführungsrohr können von konzentrisch um diese Komponenten angeordneten Heizschüssen auf störfallrelevante Temperaturen aufgeheizt werden. Darüber hinaus besteht über eine separate Leistungsregelung der Heizschüsse die Möglichkeit, axiale Temperaturprofile einzustellen. Kugelkanal und Heizschüsse sind aus 800 mm hohen Schüssen aufgebaut, so daß verschiedene Aufbauhöhen realisiert werden können. Die maximale Kugelschütthöhe beträgt ca. 5,5 m.

Folgende Fragen sollen untersucht werden:

- Wie lange dauert es, bis infolge von Austauschvorgängen (Konvektion, Diffusion, Turbulenzen) so viel Luft in den Reaktordruckbehälter eingedrungen ist, daß ein durch Naturkonvektion angetriebener Luftstrom das Core durchströmt?
- Welcher Luftmassenstrom stellt sich in Abhängigkeit von verschiedenen Parametern, z.B. der Temperaturdifferenz zwischen Schüttung und Rückführungsrohr ein?
- Welche Korrosionsphänomene werden durch den Konvektionsstrom ausgelöst (Korrosion der Brennelemente und der Reflektorstrukturen, Bildung von Reaktionsgasen wie CO , CO_2), und wie beeinflussen sie den Luftmassenstrom?

Das Versuchsprogramm erstreckt sich über die Jahre 1993-95.

4. Nachweise zur mechanischen Stabilität

Die Entwicklung des Systems der Basissicherheit von Primärkreiseinschließungen bei Kernkraftwerken hat zu einem sehr hohen Maß an Versagenssicherheit geführt. Die erreichte Sicherheit hängt jedoch nicht nur von Konstruktion und Fertigung ab, sondern auch von der präzisen Einhaltung aller Prüf- und Überwachungsvorschriften während des langjährigen Betriebs. Die Voraussetzungen für die Erfüllung aller Anforderungen des komplexen Gesamtsystems der Basissicherheit sind in

Deutschland sicher gegeben. Zweifel sind jedoch angebracht, ob dies in vielen anderen Ländern der Welt realisierbar ist, die Kernenergie einsetzen oder noch einsetzen werden.

Es ist deshalb wünschenswert, eine Alternative zu entwickeln, die aufgrund ihres Konstruktionsprinzips ein katastrophales Versagen ausschließt, ohne hierbei höchste Standards hinsichtlich Fertigung und Betriebsüberwachung als Voraussetzung zu haben.

Den geeigneten Ansatz bieten vorgespannte Behälter. Vom Forschungszentrum Jülich ist ein vorgespannter Behälter aus Stahlgußsegmenten vorgeschlagen worden, mit außen oder innen verschweißten Blockfugen und einem Vorspannsystem /7/.

Im Rahmen einer Vorentwicklung konnte durch einen Experimentierbehälter, der über einen Zeitraum von ca. 20 000 Stunden bei 280 °C mit Gas bei 40 bar betrieben wurde, die technische Machbarkeit nachgewiesen werden. Bild 5 zeigt den Behälter, der einen Innendurchmesser von 1100 mm und eine Innenhöhe von 1550 mm aufwies.

Das wichtigste Versuchsergebnis war die Demonstration der konstruktionsbedingten Art des Behälterversagens bei Gasüberdruck. Der Behälter war für 60 bar Betriebsdruck ausgelegt. Bei einem Gasdruck von ca. 90 bar kam es zu einem wenn auch minimalen Öffnen der Segmentfugen, verbunden mit einer mechanischen Beanspruchung der Schweißlippendichtungen. Es bildete sich ein Haarriß an einer Dichtschweißung, über den eine langsame, sich über einige Stunden erstreckende Druckentlastung erfolgte.

Selbstverständlich wird ein vorgespannter Behälter mit einem Druckbeherrschungssystem konventioneller Art ausgerüstet (Sicherheitsventil, Berstscheiben), so daß die geschilderte Versagensart nur bei Ausfall der konventionellen Druckbeherrschungskomponenten wirksam werden kann.

Die wesentlichen Sicherheitsmerkmale des vorgespannten Behälters sind folgende:

1. Die Stahlgußwand ist bei Betrieb lediglich niedrigen Druckspannungen ausgesetzt, so daß große zugspannungsinduzierte Risse wie bei konventionellen Behältern nicht auftreten können.
2. Die Schweißverbindungen haben nur Dichtfunktion.
3. Die Zahl der Spannglieder ist so groß, daß der Ausfall eines oder auch mehrerer Spannglieder unkritisch ist.

Die bisherige Vorentwicklung - zu der auch umfangreiche theoretische Untersuchungen gehören - hat gezeigt, daß mit dem Prinzip des vorgespannten Stahlgußbehälters berstichere Primärkreiseinschließungen möglich sind, die der eingangs genannten Forderung nach mechanischer Stabilität entsprechen. Die mechanische Stabilität (hier: die Berstsicherheit) beruht dann deterministisch auf der besonderen Auslegung, nicht auf einer möglichst fehlerfreien Werkstoffüberwachung. - Eingehende Kostenuntersuchungen haben ergeben, daß vergleichbare Werte wie bei basisicheren, geschmiedeten Kesselstahlbehältern zu erwarten sind.

5. Literatur

1. H.F. Nießen, M.G. Lange, SANA Experiments Related to Self-Operating Removal of Decay Heat, IAEA-Specialist Meeting, Decay Heat Removal in Gas-Cooled Reactors, Research Centre Jülich, July 1992.
2. Y. Sun, H. Gerwin, W. Scherer, M. Lange, H.F. Nießen, Pre-Calculations of the SANA I Experiment with the TINTE Programme, Forschungszentrum Jülich, ISR-IB-9/92, Mai 1992.
3. Ch. Epping, Der Lufteinbruch in das Core eines Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors, Dissertation, Universität-GHS Duisburg, 1990.
4. P. Schreiner, Untersuchung zur Thermohydraulik und Korrosion beim Lufteinbruch in das Core eines Kugelhaufen-Hochtemperaturreaktors, Dissertation, Universität-GHS Duisburg, 1991.
5. A.M. Hurtado Gutierrez, Untersuchungen zum massiven Lufteinbruch in Hochtemperaturreaktoren, Dissertation, RWTH Aachen, 1990.
6. M. Hishida und T. Takeda, Study on air ingress during an early stage of a primary-pipe rupture accident of a high-temperature gas-cooled reactor, 4th International Topical Meeting on Nuclear Reactor Thermal-Hydraulics, Oct. 10-13, 1989, Karlsruhe.
7. W. Fröhling, M. Kugeler, K.-H. Hammelmann, P.W. Phlippen, Konstruktionsmerkmale und Entwicklungsziele von vorgespannten Stahlgußbehältern, Tagungsbericht 18. MPA-Seminar Stuttgart, 8./9.10.1992.

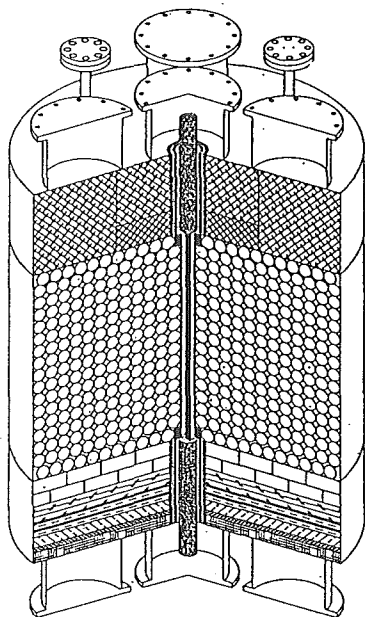


Abb. 1: Versuchsstand SANA I

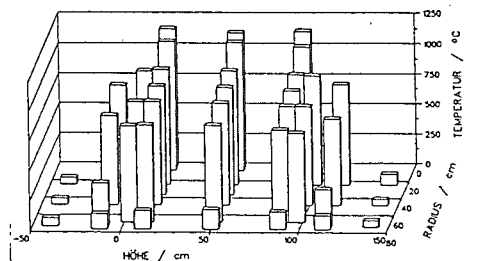


Abb. 2a: Temperaturfeld 20 kW Stickstoff

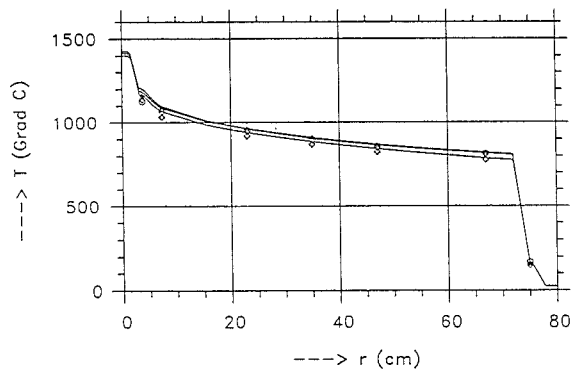
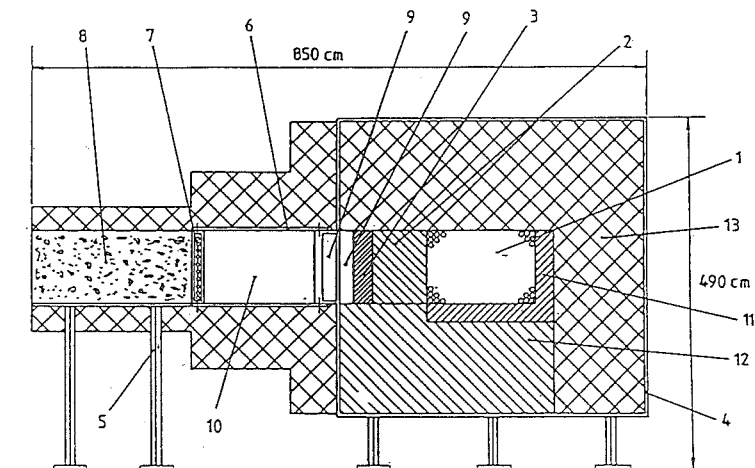


Abb. 2b: Radiale Temperaturprofile



1. Brennelementkugelschüttung, 2. Reflektor, Graphit, 3. Reflektor, Kohlestein, 4. Stahlbehälter (gleichzeitig Kernbehälterwand, Druckbehälterwand), 5. Stahlständer, 6. Stahlplatte, 7. Flächenkühler, 8. Betonstruktur, 9. Heliumspalt, 10. Luftspalt, 11. Feuerfeststeine, 12. selbsttragende Isolationen, 13. nichtselbsttragende Isolationen

Abb. 3: Demonstrationsexperiment SANA II

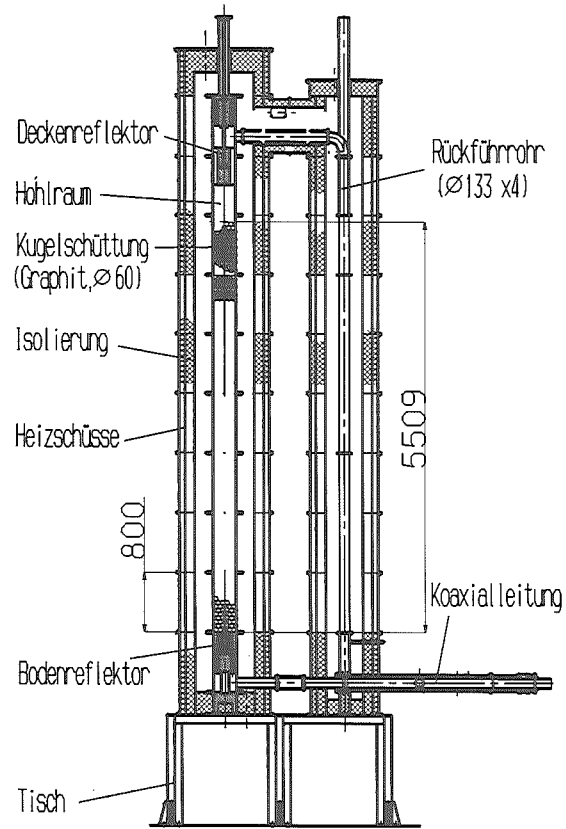


Abb. 4: Experiment zur Demonstration des Verhaltens bei Luftfeinbruch mit Korrosion

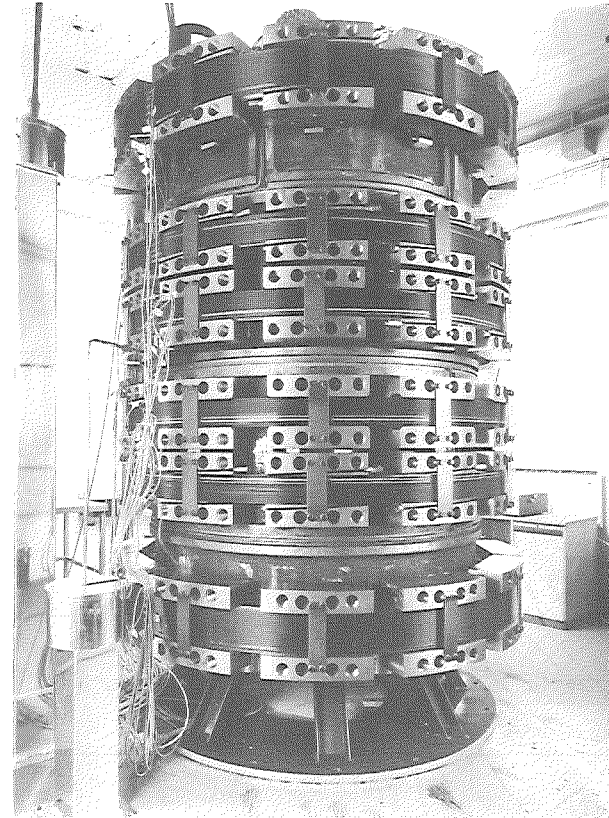


Abb. 5: Berstsicherer vorgespannter Stahlguß-Experimentierbehälter

Prompter Verlust der Abschalteinrichtungen als hypothetischer Reaktivitätseffekt im MODUL-HTR

Hans Brockmann Helmut Gerwin Winfried Scherer

1. Einführung und Problemstellung

Im HTR-MODUL Reaktor dienen sechs Absorberstäbe der Schnellabschaltung und der Reaktorregelung. Die Reaktivitätswirksamkeit dieser Stäbe ist bewußt klein gehalten, um die bei eventueller Fehlfunktion erzeugbare Überkritikalität stark einzuschränken. Damit wird eine Minderung des Teillastregelbereiches auf max. 50% in Kauf genommen.

Zur Langzeit-Kaltabschaltung des Reaktors sind insgesamt 18 Kleinabsorberkugel-Systeme (KLAK) vorhanden. Bei diesen wird eine Vielzahl kleiner borcarbidhaltiger Graphitkugeln von 1 cm Durchmesser in axiale Bohrungen des Seitenreflektors eingeschüttet. Diese Abschaltssysteme können insgesamt ca. 13 Nile Reaktivität binden und so den Reaktor beliebig lange kalt unterkritisch halten.

Im Rahmen des sicherheitstechnischen Genehmigungsverfahrens werden Fehlfunktionen der Abschalteinrichtungen, wie etwa das unprogrammgemäße Ausfahren eines oder mehrerer Absorberstäbe in der Auswirkung auf das neutronenphysikalische und thermohydraulische Verhalten des Reaktors untersucht. Dabei werden aus dem Kraftwerksbetrieb zu erwartende oder doch plausible Randbedingungen zugrundegelegt. Insbesondere wird im allgemeinen die Funktionsfähigkeit zumindest eines Teils der sonstigen Reaktorschutzsysteme angenommen. Im für den MODUL-HTR von der Firma Siemens/Interatom erstellten Sicherheitsbericht /1/ wurde gezeigt, daß dann von solchen Störfällen ausgehend keine signifikanten Schäden erzeugt werden können.

Die Untersuchung hypothetischer Störfälle erstreckt sich auch auf Ereignisse, bei denen ein teilweiser oder gänzlicher Verlust der Reaktivitätsbindung durch die Abschaltssysteme unterstellt wird. Zur Beurteilung der Folgen derartiger Ereignisse ist die Frage nach der Zeitspanne, in welcher der Absorberverlust eintritt, von entscheidender Bedeutung. Experimente der Firma Siemens haben z.B. ergeben, daß es nach einem unterstellten Abriß der KLAK-Rückführungsleitung im unteren Teil des KLAK-Systems mindestens 30 Sekunden dauert, bis die Kleinabsorber infolge der Schwerkraftwirkung aus den Reflektorbohrungen ausgelaufen sind.

Bezüglich der Fragestellung, ob eine katastrophenfreie Kerntechnik möglich sei, d.h. eine Kerntechnik, die keine Katastrophenschutzmaßnahmen für die Bevölkerung notwendig macht, bei der also aller Schaden durch Störfälle auf die Anlage selbst beschränkt bleibt, muß der Bereich möglicher Störfallauslöser weit über die bisher betrachteten Szenarien ausgedehnt werden. So sind bei Unterstellung eines schnellen Druckbehälterversagens (Bersten) Beschleunigungskräfte infolge von Druckdifferenzen vorstellbar, die zu einem sehr viel schnelleren Austreiben der Abschaltssysteme führen könnten. Abschätzungen zu dieser Frage lassen Zeiträume in der Größenordnung von 1 Sekunde als untere Grenze denkbar erscheinen. Dabei sollte allerdings nicht vergessen werden, daß derartige Druckkräfte auch erhebliche Auswirkungen auf die Geometrie des Reaktorkerns selbst haben dürften, so daß die Annahme des Bestehenbleibens der ursprünglichen Reaktorkonfiguration eine in ihrem Aussagewert noch zu analysierende Hypothese darstellt.

Da es schwerfällt, so etwas wie den schlimmsten aller denkbaren Störfälle zu definieren, erscheint es sinnvoll, zunächst das Reaktorverhalten bei parameterartig variierten Anfangsbedingungen zu analysieren und daraus eine Bewertung für physikalisch noch plausible Bereiche zu erarbeiten.

Für die hier interessierende Fragestellung des Reaktivitätseffektes versagender Abschalteinrichtungen bedeutet das die Untersuchung des Absorberverlustes in kurzer Zeit. Der hierbei variierte Parameter ist die Zeit, in welcher die Abschalteinrichtungen ihre Wirksamkeit verlieren. Die Ursache für einen solchen Wirksamkeitsverlust wird zunächst nicht näher betrachtet.

Unter diesem Aspekt sind Berechnungen zum schnellen Verlust der Absorberstabwirksamkeit und zum schnellen Verlust aller KLAKE-Systeme mit dem Programmsystem TINTE /2/ durchgeführt worden. Im Vordergrund stand dabei das Reaktorverhalten während der ersten Minute nach dem Störfallbeginn. Dieses ist weitgehend unabhängig von den globalen Kühlungsbedingungen und im wesentlichen durch Neutronenphysik und lokalen Wärmetransport innerhalb der Brennelemente bestimmt. Nach etwa einer halben Minute wird die Wärmeabfuhr aus dem Reaktorkern zu einer spürbaren Randbedingung für den weiteren Verlauf des Geschehens. Später spielt auch die Xenodynamik eine Rolle. Das Zusammenspiel dieser Effekte für das Langzeitverhalten des Systems wird hier nicht betrachtet, weil es außerhalb des Rahmens dieser Untersuchung liegt.

2. Durchgeführte Berechnungen

Zunächst wurde der schnelle Verlust der Abschaltstäbe betrachtet.

Ausgehend vom stationären Vollastbetrieb wird die dann in den Absorberstäben gebundene Reaktivität von 1,2 Nile schnell freigesetzt. Die Freisetzungszeit wird zwischen 10 Sekunden und 0,1 Sekunde variiert. Verglichen mit den konstruktiv maximal möglichen Stabfahrzeiten (max. 1 cm/s Fahrgeschwindigkeit) liegen hier extreme Verhältnisse vor. Als physikalisches Modell könnte etwa der freie Fall aller Stäbe herangezogen werden (ca. 1,4 s für 10 m).

Wie schon erwähnt spielt die globale Kühlung während der eigentlichen Transiente nur eine untergeordnete Rolle. Zur pessimistischen Abschätzung wurde volles Weiterlaufen des Gebläses mit nominalem Volumenstrom und weitere Normalbespeisung des Dampferzeugers angenommen. Die im Kreislauf befindliche Gasmenge wurde als zeitlich konstant vorausgesetzt, um den Druckaufbau beobachten zu können.

Die Reaktion des Reaktors wird wesentlich von den wärmetechnischen Gegebenheiten in der Kugel, besonders in den Coated Particles bestimmt sein. Da der effektive Anteil verzögerter Neutronen im Gleichgewichtskern des HTR-MODUL ca. 0.5 % entspricht, bedeutet das Freisetzen von 1.2 Nile Reaktivität, daß der Reaktor ohne Temperaturgegenkopplung mehr als zweifach prompt überkritisch wäre. Die Retardierung durch die verzögerten Neutronen kann deshalb nur sehr begrenzt wirksam werden.

Entscheidend ist hingegen die Aufheizgeschwindigkeit der Coated Particles. Hierfür sind deren Wärmekapazität sowie die Wärmeleitfähigkeit zum Graphitpellet der Brennelemente maßgeblich. Eine kleine Wärmekapazität der CP-Kerne ist am Beginn der Transiente von Vorteil, da dann die Temperaturgegenkopplung durch den Dopplereffekt schnell einsetzen kann. Weil aber der Dopplerkoeffizient mit steigender Temperatur betragsmäßig immer kleiner wird, ist später eine gute Wärmeableitung in die CP-Umgebung wichtig, da dann der bei hohen Temperaturen stark negative Moderatortemperaturkoeffizient wirksam werden kann.

Zur hinreichend genauen Beschreibung der Transiente ist also ein Modell des Wärmetransportes vom CP-Kern in seine Umgebung erforderlich. Ein solches ist in TINTE implementiert worden, allerdings in einer einfachen Form, in welcher die Temperaturabhängigkeit der CP-Wärmeleitfähigkeit nicht berücksichtigt wird. Ferner wird angenommen, daß die Coated Particles in den thermodynamischen Untersuchungen so behandelt werden können, als ob nackte CP-Kerne in die Graphitmatrix eingebettet wären. So können Effekte, die durch die Struktur der verschiedenen Coating-Schichten bewirkt werden, nicht berücksichtigt werden. In einer gesonderten Analyse sollte geklärt werden, ob diese vereinfachenden Annahmen zu einer hinreichend genauen Beschreibung des Reaktorverhaltens führen.

In einem zweiten Abschnitt wurde das schnelle Austreiben der KLAKEs behandelt.

Ausgehend vom stationären Vollastbetrieb werden in der Rechnung alle KLAKE-Systeme aktiviert, d.h. -13 Nile Reaktivität in den Reaktor gegeben. Das Gebläse bleibt auf Vollast und die Dampferzeugerbespeisung ebenfalls. Dadurch wird der Reaktor schnell kaltgefahren und für etwa 3 volle Tage kalt gehalten. Dann ist das Xenon praktisch völlig zerfallen. Der dann vorliegende Reaktorzustand wird als Ausgangspunkt für die folgenden Störfalltransienten verwendet.

Zu Beginn der Störfalltransiente wird die Wärmeabfuhr aus dem Kern durch Abschalten des Gebläses und der Dampferzeugerbespeisung unterbrochen. Damit soll der Reaktorzustand, wie er etwa bei einer Druckprobe des Behälters vorliegt,

simuliert werden. Danach werden alle KLAKE-Systeme gleichzeitig schnell entleert, d.h. die ursprünglich eingebrachte Reaktivität von -13 Nile wieder freigesetzt. Die dafür nötige Zeit wird parametrisch von 30 Sekunden über 10 Sekunden, 5 Sekunden, 1 Sekunde bis hin zu 0.1 Sekunde variiert.

Die Reaktion des Reaktors wird wesentlich von diesem Zeitintervall und der anfänglichen Unterkritikalität bestimmt. Während des KLAKE-Ausfalls bzw. -Aussschusses steigt der Neutronenfluß von einem anfänglich nur durch Restneutronen (z.B. Spontanspaltungen, externe Neutronenquelle) bestimmten, sehr kleinen Wert über viele Größenordnungen an, bis die Spaltungswärme fühlbar wird. Bis die Temperaturgegenkopplung wirksam werden kann, ist der Reaktor weit überkritisch. Daher wird sich ein erheblicher Leistungspeak entwickeln und infolgedessen ein sehr steiles Ansteigen der Temperatur. Damit wird dann die negative Reaktivitätsrückwirkung eintreten, wodurch der Reaktor schließlich selbsttätig unterkritisch wird.

Da die mit TINTE benötigte Rechenzeit bei Berücksichtigung von Naturkonvektionsvorgängen sehr viel größer ist als sonst, andererseits die Wärmeabfuhr durch derartige Vorgänge für die hier vorliegenden Bedingungen völlig vernachlässigt werden kann, wurden diese Berechnungen ohne den Gastransport durchgeführt. Zum Beweis für die Richtigkeit dieser Vernachlässigung wurden für den 30 Sek. Fall beide Modelle benutzt. Die Ergebnisse waren praktisch identisch.

3. Ergebnisse und Bewertung

Im folgenden sind die Ergebnisse der durchgeführten Berechnungen zusammengestellt.

Größe	$t_e = 10 \text{ s}$	$t_e = 1 \text{ s}$	$t_e = 0.1 \text{ s}$
Max. Leistung/MW	2700	10740	10880
P_{\max}/P_0	13.5	53.7	54.4
$t(P_{\max})/\text{s}$	8.5	1.49	0.95
Halbwertsbreite/s	8.8	1.24	1.22
$E_{\text{ges}}(60\text{s})/\text{MWs}$	39740	39450	39490
$E_{\text{ges}}/(P_0 \cdot 60\text{s})$	3.3	3.3	3.3
max. CP-Temperatur/C	1159	1206	1207
max. mittl. Fuel-Temp./C	781	789	789
max. Temp.-Anstieg/(C/s)	60	330	350
max. Druck-Anstieg/(bar/min)	3	3	3

Tab. 1. Prompter Stabausfall: Globale Ergebnisse

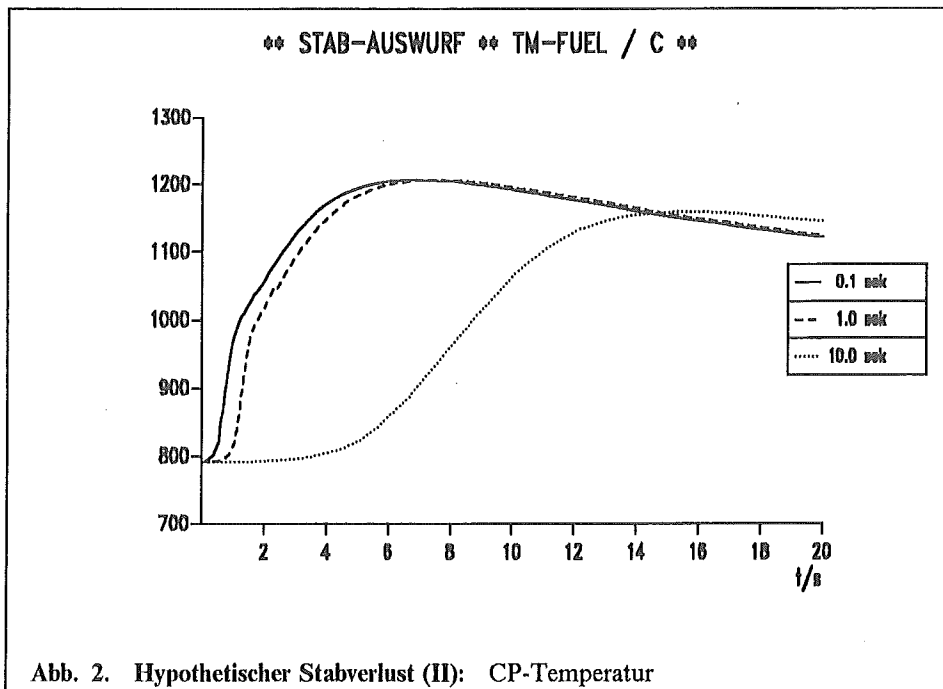
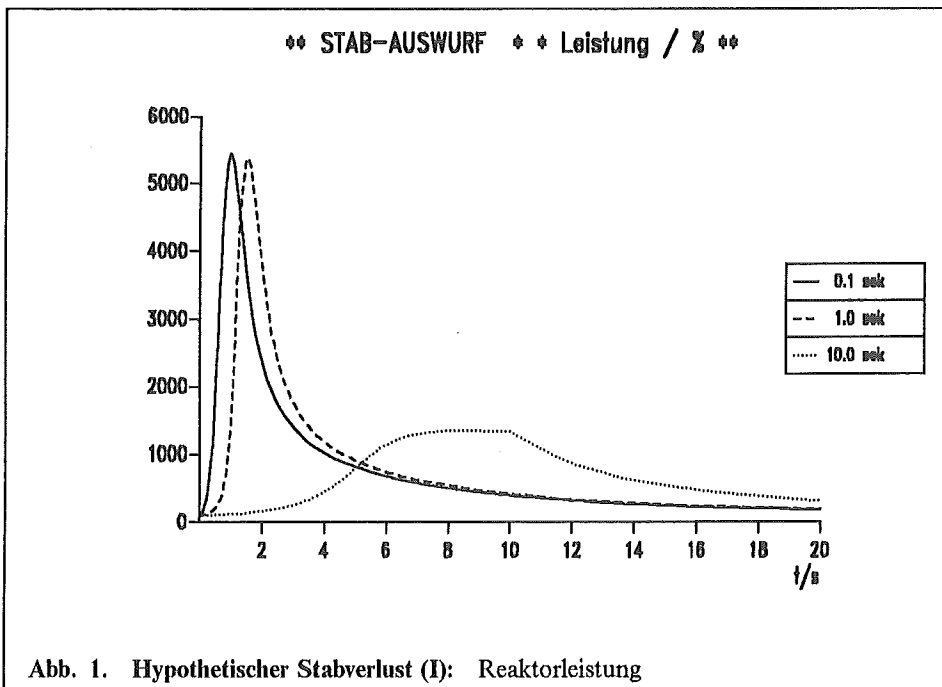
In der Tab. 1 sind einige globale Daten der Berechnungen zum Verlust der Abschaltstäbe dargestellt.

Durch die Reaktivitätszufuhr wird eine schnelle Leistungstransiente initiiert. Die Leistung steigt solange, bis eine Bremsung durch die Temperaturgegenkopplung wirksam wird. Dieser Anstieg verstärkt sich mit abnehmender Freisetzungszeit der Reaktivität. Allerdings setzen die freigesetzte Reaktivität und die Lebensdauer der prompten Neutronen eine natürliche physikalische Grenze. Deshalb verläuft die Leistungstransiente bei 0.1 Sekunden Freisetzungszeit nicht wesentlich anders als bei 1 Sekunde. Auch würde eine noch schnellere Freisetzung der Reaktivität keinen schnelleren Leistungsanstieg erzeugen. Das Leistungsmaximum kommt aufgrund des verzögerten Temperaturanstieges zustande. Zu diesem Zeitpunkt übersteigt die negative Temperaturreckwirkung die eingebrachte Reaktivität. Danach fällt die Leistung schnell ab, falls nicht weiterhin von außen Reaktivität zugeführt wird. Dies ist z.B. in der 10 Sekunden Transiente der Fall, weshalb sich die Form der Leistungsexkursion hier von den anderen beiden Fällen unterscheidet. Die Frage, ob der Reaktor sich später selbst abschaltet oder auf einem gewissen Leistungsniveau stabilisiert, hängt vom Zustand der globalen Kernkühlung ab. In den analysierten Transienten findet wegen weiterlaufender Kühlung keine Selbstabschaltung statt, sondern ein Einschwingen auf ein Leistungsniveau in der Größenordnung der Nennleistung.

Der Temperaturanstieg in den Coated Particles ist die Ursache für die Begrenzung der Reaktorleistung. Dementsprechend erreicht dieser hier sehr große Werte. Während die Temperaturerhöhung im Coremittel allein durch das Zusammenspiel von eingebrachter Reaktivität und Temperaturgegenkopplung gegeben ist, wird der zeitliche Anstieg durch die Wechselwirkung von Neutronendynamik und Wärmetransport in den Partikeln bestimmt.

Ein interessantes Ergebnis ist, daß die während der Transiente insgesamt erzeugte Energie offenbar von der Auswurfgeschwindigkeit nicht abhängt. Zur Kompensation der eingebrachten Reaktivität ist eine bestimmte Temperaturerhöhung erforderlich. Diese wiederum erfordert eine bestimmte Energiezufuhr innerhalb der Kugeln, die nur von der Reaktivität und den Wärmekapazitäten von Coated Particle und Graphitmatrix abhängt, wenn man die Wärmeleitung nach außen vernachlässigt, was für die entscheidenden ersten Sekunden der Transiente statthaft ist.

Die Abb. 1 und Abb. 2 zeigen den zeitlichen Verlauf der Reaktorleistung und der maximalen Brennstofftemperatur während der ersten Minute der Transiente. In allen Fällen tritt eine erhebliche Leistungssteigerung gegenüber dem normalen Vollastbetrieb auf. Bei sehr kurzer Ausschußzeit der Absorberstäbe wird im Maximum eine fast sechzigfache Überhöhung erreicht, bevor die Selbststabilisierung wirksam wird. Für die Bewertung der Sicherheit wesentlicher ist jedoch das Temperaturgeschehen. Aus der Abb. 2 und der Tab. 1 geht hervor, daß Temperaturänderungsgeschwindigkeiten von bis zu 350 °C/s erreicht werden. Der große Unterschied zwischen Core-Mittelwerten und dem lokalen Maximum ist ebenfalls für die Beurteilung der Versagenshäufigkeit der CP von Wichtigkeit. Allerdings



bleibt die Maximaltemperatur mit ca. 1200 °Celsius weit unterhalb kritischer Grenzen. Nebenbei bemerkt können diese Aussagen mit Globalmodellen naturgemäß nicht gewonnen werden. Hier ist die mehrdimensionale Beschreibung des Systems unbedingt erforderlich.

Aus der Tab. 1 geht auch hervor, daß der Druck im Primärkreis nicht schnell ansteigt. Trotz sehr großer Leistungsüberhöhung sind zerstörende Auswirkungen auf Systemkomponenten infolge von Druckwellen also keineswegs zu erwarten. Da das Kühlmittel inert ist, kommt es zu keinen chemischen Reaktionen, womit der Störfall trotz großer freigesetzter Reaktivität zu keinen gravierenden Kurzzeiteffekten führt.

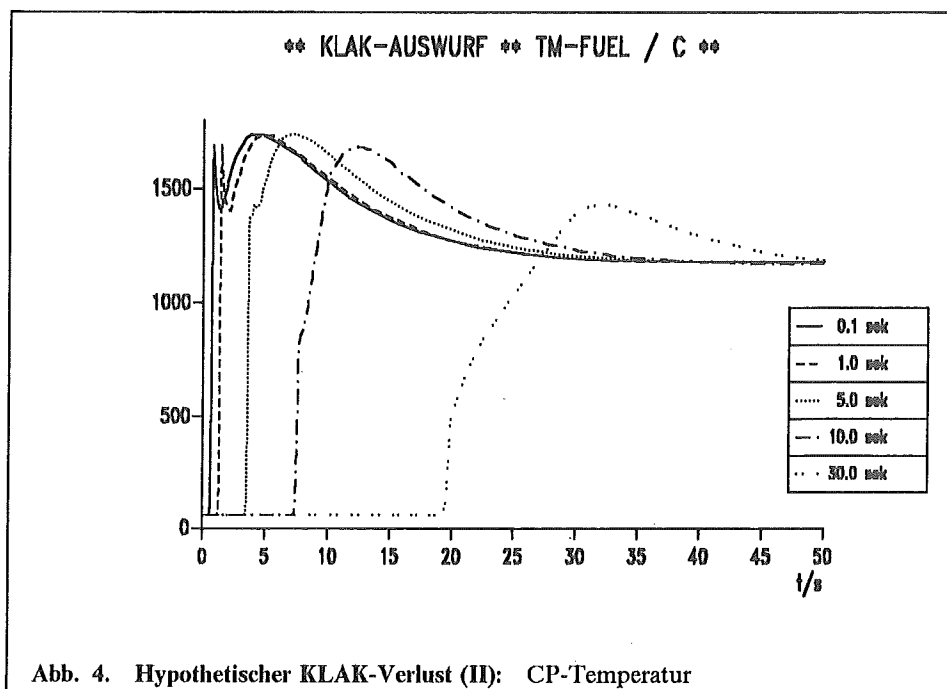
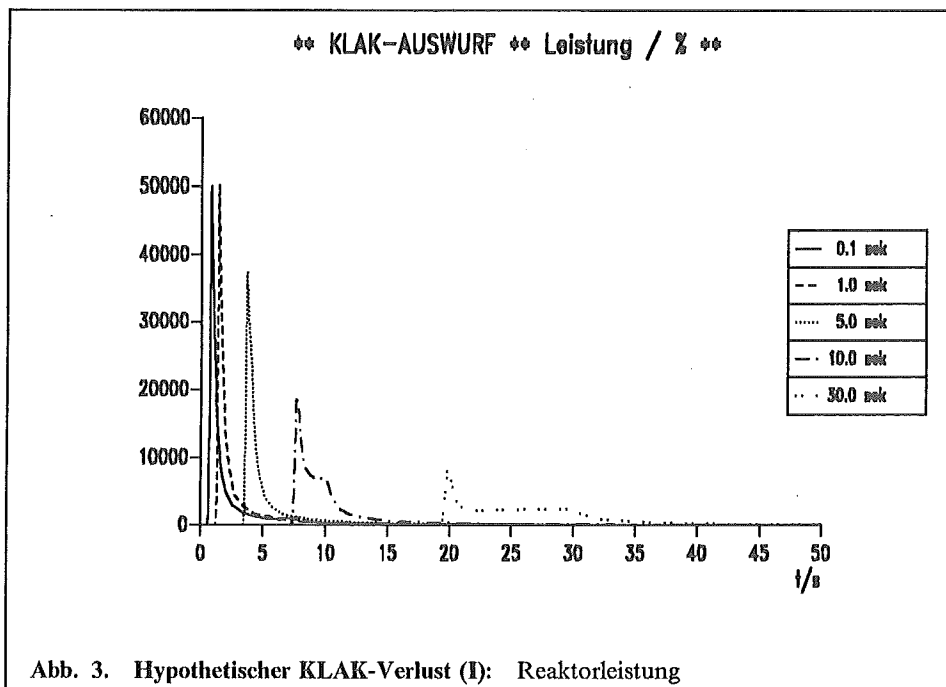
Es folgen nun die Ergebnisse der für den schnellen KLAKE-Austrieb durchgeführten Berechnungen.

In der Tab. 2 sind einige globale Daten der Transienten-Rechnungen in Abhängigkeit von der KLAKE-Ausschußzeit t_e angegeben.

Größe	$t_e = 30 \text{ s}$	$t_e = 10 \text{ s}$	$t_e = 5 \text{ s}$	$t_e = 1 \text{ s}$	$t_e = .1 \text{ s}$
Max. Leistung/MW	16400	38200	64400	100200	100400
P_{\max}/P_0	82	191	322	501	502
$t(P_{\max})/s$	20.83	8.68	5.37	2.42	1.76
Halbwertsbreite/s	0.78	0.75	0.82	0.41	0.40
$t_1(P = 100\%)/s$	20.19	8.25	5.04	2.19	1.53
$t_2(P = 100\%)/s$	53.6	33.9	29.4	26.3	25.3
$E_{\text{ges}}(\text{bis } t_2)/\text{MWs}$	64300	70400	73100	73500	73700
$E_{\text{ges}}/(P_0 \cdot t_2)$	5.8	10.4	12.6	14.1	14.7
max. CP-Temperatur/C	1434	1690	1740	1741	1741
max. mittl. Fuel-Temp./C	820	840	952	1194	1196
max. Temp.-Anstieg/(C/s)	1000	3000	11000	15000	15000

Tab. 2. Prompter KLAKE-Ausfall: Globale Ergebnisse

Grundsätzlich gilt für den Ablauf dieser Transienten das Gleiche wie im Fall des prompten Stabausfalls. Die während der Transiente insgesamt erzeugte Energie hängt auch hier nur wenig von der Auswurfgeschwindigkeit ab. Das dynamische Zusammenspiel der verschiedenen physikalischen Größen führt allerdings zu einem größeren Temperaturanstieg, als er eigentlich zur Kompensation der Reaktivität nötig wäre. Dies führt zu dem schon bekannten kräftigen Überschwingen der Maximaltemperaturen. Bei sehr kleinen Auswurfzeiten bestimmt allein die Neutronendynamik das Reaktorverhalten. Die Gesamtenergie wird dann von der Auswurfzeit unabhängig.



Die Abb. 3 und Abb. 4 zeigen wieder den zeitlichen Verlauf von Leistung und Maximaltemperatur während der ersten Minute der Transiente. Die Leistung steigt in sehr kurzer Zeit erheblich über den Wert bei normalem Vollastbetrieb. Bei sehr kurzer Auswurfzeit der KLAKE wird im Maximum eine etwa 500-fache Überhöhung erreicht, bevor die Selbststabilisierung wirksam wird. Die Rechnung weist aus, daß Temperaturänderungsgeschwindigkeiten von bis zu 15000 °C/s für einige Millisekunden erreicht werden. Die berechnete Maximaltemperatur der Coated Particles liegt bei den sehr kurzen KLAKE-Auswurfzeiten mit ca. 1740 °Celsius oberhalb der bekannten 1600-Grad Grenze. Bei 30 Sekunden Ausfallzeit liegt sie hingegen deutlich darunter. Die diesbezüglichen etwaigen Konsequenzen für die Spaltproduktfreisetzung müssen noch untersucht werden. Russische Experimente an unbestrahlten Brennelementkugeln in einem Pulsreaktor [3] lassen jedoch auf eine erhebliche Stabilität der Coated-Particles gegenüber sehr schnellen Temperaturtransienten schließen.

Man erkennt aus den Abbildungen auch sehr schön den Sättigungscharakter der Temperatur-Maxima für sehr kurze Auswurfzeiten. Je kürzer diese sind, desto klarer tritt auch das zeitliche Überspringen der CP-Temperatur in Erscheinung. Derartige Effekte sind mit einfacheren Modellen, wie etwa der Punktkinetik, nicht zu erfassen und erfordern die hier durchgeführte räumlich mehrdimensionale Darstellung. Hingegen kann der Verlauf der mittleren Brennelementtemperatur auch durch einfachere Programme wiedergegeben werden.

4. Zusammenfassung

Der nahezu prompte Verlust der Wirksamkeit aller Abschaltvorrichtungen wurde für den HTR-MODUL Reaktor untersucht. Dabei wurde zwischen den Absorberstäben und den Kleinkugelabsorbern (KLAKE) unterschieden.

Zur Simulation des prompten Stabverlustes wurde ausgehend vom Nennleistungsbetrieb der Reaktor innerhalb kürzester Zeit um 1,2 Nile überkritisch gemacht. Es wurden keinerlei Gegenmaßnahmen getroffen.

Der Reaktor durchfährt eine sehr schnelle Leistungstransiente bis zur etwa sechzigfachen Nennleistung und stabilisiert sich dann wieder auf nahezu normalem Leistungsniveau, wenn die Reaktorkühlung weiterbetrieben wird. Die mittlere Temperatur des Brennstoffs erhöht sich in kurzer Zeit um ca. 200 Grad, die maximale Temperatur der Coated-Particles steigt um ca. 400 Grad. Der maximale zeitliche Anstieg der Temperatur beträgt ca. 350 Grad pro Sekunde. Der Druck im Primärkreis steigt nur langsam mit einer Veränderung von ca. 1-3 bar/min.

Der nahezu prompte Verlust der Wirksamkeit aller KLAKE Einheiten wurde modelliert, indem ausgehend vom langzeit-kalt abgeschalteten Zustand sämtliche KLAKE-Säulen innerhalb kürzester Zeit aus dem System entfernt wurden. Dabei wurde eine KLAKE-Wirksamkeit von 13 Nile unterstellt. Es wurden auch hier keinerlei Gegenmaßnahmen getroffen.

Die sehr schnelle Leistungstransiente führt kurzzeitig bis zur etwa 500-fachen Nennleistung mit anschließender, ebenfalls sehr schneller, selbsttätiger Abschaltung. Die mittlere Temperatur des Brennstoffs erhöht sich in kurzer Zeit auf ca. 800 Grad, die maximale Temperatur der Coated- Particles steigt indessen kurzfristig auf max. 1740 Grad. Der maximale zeitliche Anstieg der Temperatur beträgt für einige Millisekunden bis zu ca. 15000 Grad pro Sekunde.

In allen Fällen geht der zeitliche Verlauf der Transiente für sehr kurze Absorberauswurfzeiten gegen ein Grenzverhalten, das nur von der freigesetzten Reaktivität und den Materialeigenschaften des Brennstoffs abhängt.

Der Reaktor zeigt ein sehr vorteilhaftes inhärentes Verhalten gegenüber den hier betrachteten extrem kurzzeitigen Reaktivitätseinträgen. Insbesondere kann festgestellt werden, daß trotz der erheblichen Leistungsexkursion keine explosionsartigen Änderungen der für die Stabilität der Komponenten wichtigen Zustandsvariablen festgestellt werden konnten. Die berechneten Maximaltemperaturen steigen nicht wesentlich über die heute geforderten 1600 Grad zur Garantie einer hinreichenden Spaltproduktrückhaltung im Brennelement an.

Es bleibt zu prüfen, ob die schnelle Aufheizung von den Coated Particles insbesondere bei höherem Abbrand langfristig ertragen wird. Für unbestrahlte Brennelemente liegen nach russischen Experimenten hierfür bereits positive Ergebnisse vor.

5. Literatur

1. Hochtemperatur-Reaktor MODUL-Kraftwerksanlage
Sicherheitsbericht
Siemens/Interatom (November 1988)
2. H. Gerwin
Das zweidimensionale Reaktordynamikprogramm TINTE
Teil 1: Grundlagen und Lösungsverfahren
Jül-2167 (1987)
Teil 2: Anwendungsbeispiele
Jül-2266 (1989)
Teil 3: Programmaufbau und Benutzeranleitung
Jül-Bericht in Vorbereitung
3. A.S. Chernikov et al.
Behaviour of HTGR Spherical Fuel Elements at Short-Term
High-Temperature Exposure in Impulse Graphite Reactor
Scientific and Industrial Association 'LUTCH', Russia (1992)

Nukleare Prozeßwärme

Heiko Barnert Hans Hohn Manfred Schad Dietrich Schwarz Jasbir Singh

1. Die Idee und ihr Stand heute

"Nukleare Prozeßwärme" ist die Produktion von Wärmeenergie aus Kernenergie, insbesondere von Hochtemperatur-Wärme, wie sie der Hochtemperaturreaktor HTR liefert, zur Verwendung in Prozessen, die den Markt für Wärme, Brennstoffe, Kraftstoffe und Grundstoffe bedienen. Die Idee dazu wurde von R. Schulten 1967, /1/, /2/, eingeführt. Heute ist Nukleare Prozeßwärme, auch aufgrund guter F+E-Ergebnisse, allgemein anerkannt. So wird z. B. im parlamentarischen Raum festgestellt: "Wegen der herausragenden inhärenten Sicherheit, und der Möglichkeit, Wärme hoher Temperatur auszukoppeln, ist die Technik des HTR zukunftsweisend", /3/, Bd. 2, S. 618, und so wird weiterhin von großen Kernkraftanlagen betreibenden EVU in den Sachthemen für einen Kernenergiekonsens "die kommerzielle Gewinnung von Wärme und Strom aus Kernenergie" aufgeführt, /4/. Der nationalen Argumentation entsprechend gibt es auch ein globales Erfordernis, /5/ für nukleare Prozeßwärme.

In den letzten 25 Jahren sind mit der Förderung durch den Bund, /6/, und das Land Nordrhein-Westfalen /7/, in Forschungsinstitutionen und Industriefirmen gute F+E-Ergebnisse erarbeitet worden. Stationen sind: die Erhöhung der mittleren Heliumaustrittstemperatur auf 950 °C am AVR, /8/, das Projekt "Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme, PNP", /9/, für die Kohlevergasung mit HTR und das Projekt "Nukleare Fernenergie, NFE", /10/, zur Fernübertragung von HTR-Wärmeenergie. Neben diesen Großprojekten wurden Programme zur Wasserspaltung, /11/, zur Ölgewinnung aus Ölschiefer in Brasilien /12/, zur tertiären Ölförderung, z. B. in China, /13/ und zur Nutzung in der chemischen und verwandten Industrie /14/ durchgeführt. Auf dem letzten IAEA Workshop zum Thema Nukleare Prozeßwärme bekundeten Vertreter aus den folgenden Ländern Interesse und Mitarbeit: USA, Japan, russische Föderation, China, Frankreich, Schweiz, Venezuela, Polen, BRD, /15/.

2. Der Markt für Wärme ist groß, aber vielgestaltig

Die hauptsächliche Motivation für Nukleare Prozeßwärme ist die große Bedeutung des Wärmemarkts. In der Bundesrepublik Deutschland werden ca. 64 % der Primärenergie zur Erzeugung nicht-elektrischer Energie eingesetzt.

Allerdings ist der Wärmemarkt vielgestaltig, so z. B. bzgl. Einsatzart der fossilen Primärenergieträger, Auslastung, Temperaturniveau, Speicherbarkeit, Handhabbarkeit, Verbrauchsnähe, Leistungsgröße, Umweltfreundlichkeit usw. Diese Vielgestaltigkeit ist wohl auch der Grund dafür, daß in der Einführung der Kernenergie diese zum weit überwiegenden Maß zur Stromerzeugung genutzt wird. Von den ca. 420 Kernenergieanlagen in 24 Ländern der Welt mit ca. 320 GWe installierter Leistung werden nur wenige Anlagen in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt. Die gesamte installierte Leistung beträgt weniger als 5 GW_t, /16/.

3. Der HTR ist der am besten geeignete Reaktortyp

Für die Nutzung von Kernenergie als nukleare Prozeßwärme ist die Höhe der Temperatur, mit der diese Wärme produziert wird, ein entscheidendes Kriterium. Der thermodynamische Grund dafür ist der mit der Temperatur steigende Exergieinhalt von Wärmeenergie.

Beim HTR wird die Wärmeenergie im Primärhelium im Temperaturbereich zwischen 250 und 950 °C angeboten. Der AVR-Reaktor in Jülich ist mehr als 10 Jahre mit diesen Temperaturen als Produzent von Hochtemperatur-Wärme gelaufen, /8/. Das Temperaturangebot der anderen Reaktortypen liegt weit darunter, z. B.: Wassergekühlte Reaktoren: 300 °C, Schneller Natrium-gekühlter Reaktor SNR: 520 °C und Advanced Gas-Cooled Reactor AGR: 600 °C.

In einer Systematik für die Anwendung von Hochtemperatur-Wärme aus dem HTR ist zu unterscheiden zwischen der Stromerzeugung und der Prozeßwärmenutzung. Dabei ist bedeutsam, daß die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung durchgeführt werden kann. Die Prozeßwärme wird umgesetzt als Fühlbare Wärme, Verdampfungswärme und als chemische Energie bei chemischer Umwandlung für die Umwandlung von Rohstoffen, die Veredlung fossiler Primärenergieträger und schließlich Kreisprozesse zur Wasserspaltung. Diese Prozesse bedienen den Markt für Wärme, Brennstoffe, Kraftstoffe und Grundstoffe.

4. HTR-Wärme-Prozesse in Vielfalt

Im folgenden werden als Übersicht und exemplarisch 15 Beispiele von HTR-Wärme-Prozessen aus den unterschiedlichen Projekten und Programmen in der Form von Energie-Bilanzen (allerdings stark verkürzt) aufgeführt. Die steigende Nummerierung spiegelt angenähert den technischen Schwierigkeitsgrad wider. (Es bedeutet: Index bei MW: MW_e = elektrisch, MW_t = thermisch und MW_H = Heizwert (unterer) - bewertet; weiterhin 0,022414 m³ Gas = 1 mol bei 0°C und 1 atm):

- 1) **Fernwärme FW mit HTR (Kraft-Wärme-Kopplung)**
 - a) $800 \text{ MW}_t \text{ HTR} = 1800 \text{ GJ/h FW (Heizbetrieb)} + 280 \text{ MW}_e \text{ und } 0 \text{ GJ/h FW (Sommer)} + 330 \text{ MW}_e \text{ (Kondensationsbetrieb)}, /17/, \text{ oder}$
 - b) $500 \text{ MW}_t \text{ HTR} = 1067 \text{ GJ/h FW} + 168 \text{ MW}_e, /18/.$
- 2) **Trinkwasser aus Meerwasser mit HTR**
 $800 \text{ MW}_t \text{ HTR} + \text{Meerwasser} =$
 $135\,000 \text{ m}^3/\text{d Trinkwasser} + 284 \text{ MW}_e \text{ (Multi-Effect-Destillation)} \text{ oder}$
 $1\,000\,000 \text{ m}^3/\text{d Trinkwasser (Reverse Osmosis)}, /19/.$
- 3) **Prozeßdampf PD mit HTR (Kraft-Wärme-Kopplung)**
 $400 \text{ MW}_t \text{ HTR} =$
 $78 \text{ MW}_e + 120 \text{ t/h PD (250 } ^\circ\text{C)} + 300 \text{ t/h PD (140 } ^\circ\text{C)}, /20/, \text{ bzw.}$
 $500 \text{ MW}_t \text{ HTR} = 70 \text{ MW}_e + 523 \text{ t/h PD (265 } ^\circ\text{C)}, /21/.$
- 4) **Raffinerieprodukte aus Rohöl mit HTR**
 $800 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 8 \text{ Mio t/d Rohöl} = 8 \text{ Mio t/d Raffinerieprodukte}, /22/.$
- 5) **Öl aus Schwerölfeld mit HTR**
 $400 \text{ MW}_t \text{ auf Ölfeld} =$
 $250 \text{ t/h Injektionsdampf} + 72 \text{ MW}_e = 500\,000 \text{ t/a Ölproduktion}, /13/.$
- 6) **Ölprodukte aus Ölschiefer mit HTR**
Verfahren: Hydrierende Schwelung
 $600 \text{ MW}_t + 5 \text{ Mio t/a} =$
 $34 \text{ t/h Benzin} + 19 \text{ t/h Diesel} + 6 \text{ t/h Flüssiggas}, /12/.$
- 7) **Methanol CH_3OH aus Naturgas NG und CO_2 mit HTR**
Verfahren: Methan-Spaltung (Röhrenspaltöfen, Abb. 1)
 $600 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 71\,820 \text{ m}^3/\text{h NG} + 21\,790 \text{ m}^3/\text{h CO}_2 (+ \text{H}_2\text{O}) =$
 $150 \text{ t/h CH}_3\text{OH} + 50 \text{ MW}_e, /23/, \text{ gemäß}$
 $0,75 \text{ CH}_4 + 0,25 \text{ CO}_2 + 0,5 \text{ H}_2\text{O} = \text{CH}_3\text{OH}, /24/, /25/.$
- 8) **Nukleare Fernenergie NFE mit HTR**
Verfahren: Methan-Spaltung und Methanisierung (EVA-ADAM)
 $3000 \text{ MW}_t \text{ HTR} = 1752 \text{ MW}_t \text{ NFE} + 300 \text{ MW}_t \text{ Nahwärme} + 120 \text{ MW}_e \text{ und}$
 $1752 \text{ MW}_t \text{ NFE} = 1200 \text{ MW}_t \text{ Fernwärme} + 370 \text{ MW}_e \text{ Nahstrom}, /10/, /26/.$
- 9) **Ammoniak NH_3 aus Naturgas NG mit HTR**
Verfahren: Methan-Spaltung (Röhrenspaltöfen, Abb. 1)
 $170 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 24\,800 \text{ m}^3/\text{h NG} (+ \text{H}_2\text{O}) =$
 $1000 \text{ t/d NH}_3 + 8 \text{ MW}_e (+ 53 \text{ t/d CO}_2), /14/, \text{ S. 81.}$
- 10) **Aluminium-Oxid aus Bauxit mit HTR**
 $340 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 200 \text{ t/h Al (OH)}_3 \text{ (Bauxit)} =$
 $125 \text{ t/h Al}_2\text{O}_3 (1 \text{ Mio t/a}) (+ \text{H}_2\text{O}), /22/, \text{ S. 5/10.}$

11) Substitut-Naturgas SNG oder Wasserstoff H_2 aus Braunkohle mit HTR

Verfahren: Hydrierende Kohle-Vergasung /27/, S. 1-7.

$340 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 438 \text{ t/h Roh-BK} + 77 \text{ MW}_e =$

$77\,000 \text{ m}^3/\text{h SNG} + 91 \text{ t/h Restkoks}$

oder

$1020 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 493 \text{ t/h Roh-BK} + 30 \text{ MW}_e =$

$334\,000 \text{ m}^3/\text{h } H_2 + 89 \text{ t/h Restkoks}.$

12) Wasserstoff H_2 oder Methanol CH_3OH und Feinkoks aus Steinkohle SK mit HTR, Teilvergasung

Verfahren: Wasserdampf-Kohle-Vergasung, /27/, S. 1-7, /28/, /29/.

$1760 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 507 \text{ t/h SK} =$

$820\,000 \text{ m}^3/\text{h } H_2 (2462 \text{ MW}_H) + 269 \text{ t/h Feinkoks}$

oder

$1900 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 507 \text{ t/h SK} =$

$400 \text{ t/h } CH_3OH (2204 \text{ MW}_H) + 269 \text{ t/h Feinkoks}.$

13) Methanol CH_3OH und Roheisen im Verbund aus Steinkohle SK mit HTR

$500 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 175 \text{ t/h SK} + \text{Erz und Kalk} =$

$1,23 \text{ Mio t/a } CH_3OH + 0,8 \text{ Mio t/a Roheisen, /30/,}$

Verbundenergieträger: Feinkoks: $0,7 \text{ Mio t/a} = 832 \text{ MW}_t$

Gichtgas CO : 422 MW_t .

14) Stadtgas SG, Wasserstoff H_2 oder Methanol CH_3OH aus Steinkohle mit HTR (Reduktion CO_2 -Emission)

Verfahren: Wasserdampf-Kohle-Vergasung, /31/

$1000 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 145 \text{ t/h SK} =$

$257\,000 \text{ m}^3/\text{h SG} (1286 \text{ MW}_H); E = 117 \text{ kg } (CO_2)_{tot}/GJ_H$

oder

$1350 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 145 \text{ t/h SK} =$

$475\,000 \text{ m}^3/\text{h } H_2 (1424 \text{ MW}_H); E = 106 \text{ kg } (CO_2)_{tot}/GJ_H$

oder

$2600 \text{ MW}_t \text{ HTR} + 145 \text{ t/h SK} =$

$280 \text{ t/h } CH_3OH (1556 \text{ MW}_H); E = 97 \text{ kg } (CO_2)_{tot}/GJ_H.$

Vergleiche $E (SK) = 126 \text{ kg } (CO_2)_{tot}/GJ_H ((CO_2)_{tot}: \text{inklusive } CH_4\text{-Äquivalent}).$

15) Wasserstoff H_2 und Sauerstoff O_2 aus Wasser mit HTR

Verfahren: Thermo-Chemischer Kreisprozeß, /32/, /33/ (bei 40 %)

$1000 \text{ MW}_t \text{ HTR} = 133\,400 \text{ m}^3/\text{h } H_2 (400 \text{ MW}_H) + 66\,700 \text{ m}^3/\text{h } O_2.$

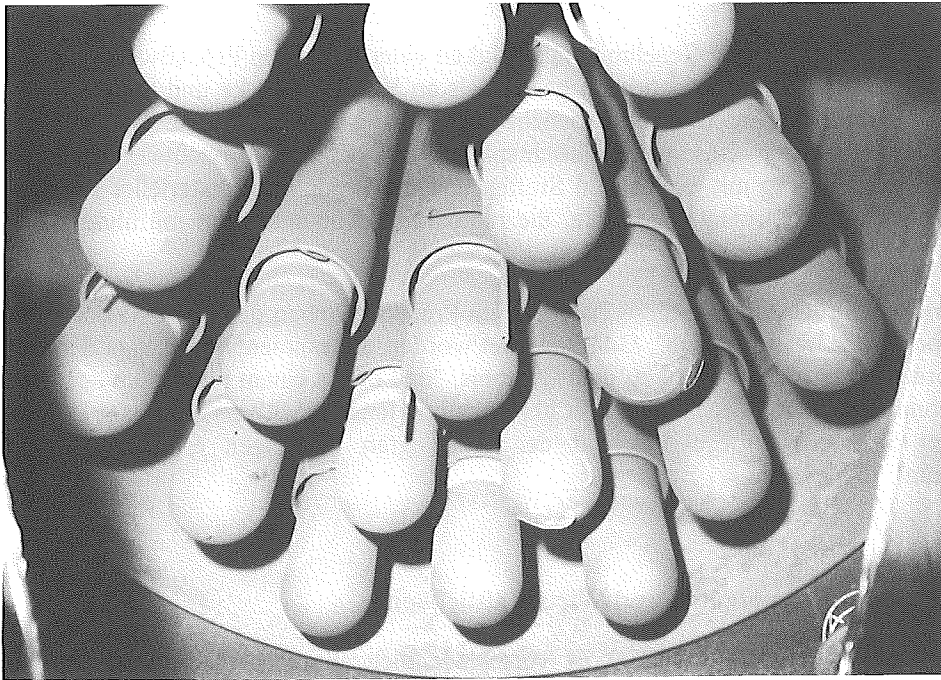


Abb.1: Blick von unten auf die unteren Enden der Spaltrohre (Spaltrohr Durchmesser = 120 mm) des Röhrenspaltofens mit "PNP-Bündel" (Hüllrohr-geführter Gegenstrom) nach mehreren 1000 h Betrieb mit Heliumheizung von 950 °C. Simulation des Ausfalls eines von 19 Spaltrohren. Großversuchsanlage EVA II/ADAM II, KFA-Jülich, als Beispiel für mehrere halbtechnische Versuchsanlagen und Pilotanlagen.

Diese 15 Verfahrensbeispiele sind das Ergebnis umfangreicher F+E-Arbeiten. Diese galten anfangs hauptsächlich der Kohleveredlung mit dem Ziel, diesem heimischen Energieträger neue Marktchancen zu eröffnen. Dazu haben Reaktorhersteller, Anlagenhersteller, Produzenten von Steinkohle und Braunkohle, (auch als Betreiber) und Forschungszentren wertvolles Know-How erarbeitet, /9/, /26/, 27/, Verfahrensbeispiele 11, 12, 13 und 14. Dies gilt auch für die Nukleare Fernenergie, /10/, Verfahrensbeispiel 8. Beide Projekte wurden durch die Ölpreiskrisen stark beflügelt. Als Beispiel für die Demonstrationsarbeit sei auf die heliumbeheizten Röhrenspaltöfen und die Großversuchsanlage EVA II/ADAM II verwiesen, /25/, Abb. 1, Verfahrensbeispiele 7, 8, 9 und 11. Später gewannen Gesichtspunkte der Anlagenhersteller für ein stufenweises Vorgehen zunehmend an Bedeutung, /14/ und /22/. Es war zu erkennen, daß die Markteinführung der Nuklearen Prozeßwärme zur Kohleveredlung weiteren F+E-Aufwand erfordert, so daß ein Vorlauf in technisch weniger anspruchsvollem Einsatz sinnvoll ist, /22/, z. B. Verfahrensbeispiele 1 bis 4. Heute ist auch die Reduktion der Emission klimarelevanter Spurengase bedeutsam, Verfahrensbeispiele 14.

5. Zur Sicherheit und Genehmigungsfähigkeit

An die Sicherheit und Genehmigungsfähigkeit einer nuklearen Prozeßwärmanlage werden schärfere Anforderungen gestellt als an Kernkraftwerke und andere kern-technische Anlagen, weil industriennahe und ballungsnahе Standorte nicht ausgeschlossen werden. Besondere Gesichtspunkte bei nuklearen Prozeßwärmanlagen sind der Umgang mit explosiblen Stoffen und die Produktion materieller (im Gegensatz zu Elektrizität) Produkte, die radioaktive Kontamination mitführen können.

Am ausführlichsten sind diese Probleme im Projekt "Umbau des AVR-Reaktors zu einer Prozeßwärmanlage", /34/, bewertet worden. Zusammenfassend kam der Gesprächskreis AVR-Umbau zu dem Ergebnis, "daß der in einem möglichen späteren atomrechtlichen Genehmigungsverfahren zu bringende Nachweis einer ausreichenden Schadensvorsorge aufgrund der vorgelegten Planungen erbracht werden kann", /34/, S. 153.

6. Zu Marktpotential und Wirtschaftlichkeit

Das Marktpotential des HTR ist verschiedentlich abgeschätzt worden. Jüngste Untersuchungen kommen zu einem technischen Marktpotential in der Welt von ca. 400 GW_t (ca. 2000 Stück HTR Modul) in der chemischen und verwandten Industrie, /14/, S. 220, bis zu 2000 GW_t für nichtelektrische Anwendungen, /5/, S. 987 bzw. bis zu 6000 GW_t bei intensiver Kohleveredlung, /35/. Das technische Potential bezeichnet Obergrenzen aus Mengenbetrachtungen. Das wirtschaftliche Marktpotential wird durch die Wirtschaftlichkeit bestimmt und zusätzlich von weiteren Fragen, nicht zuletzt der Akzeptanz.

Die Wirtschaftlichkeit der Nuklearen Prozeßwärme wird hauptsächlich durch die der Kernenergie im allgemeinen bestimmt. Dabei ist heute (nach dem Ende der Ölpreiskrise 1987) international eine Erschwerung festzustellen. Gegenüber teuren inländischen Primärenergieträgern (z. B. heimischer Steinkohle) bzw. in der Grundlast-Prozeßdampf-Erzeugung, /20/, z. B. beim Einsatz in Raffinerien, /22/, kann Wirtschaftlichkeit bereits kurzfristig erreicht werden. Bei technisch anspruchsvolleren Verfahren, z. B. der Kohleveredlung, kann Wirtschaftlichkeit gegenüber den konkurrierenden konventionellen Verfahren, /27/, (WKV gegenüber Texaco), bei Ausschöpfung von Verbesserungspotentialen aufgezeigt werden, nicht aber gegenüber weiteren Alternativen am Markt. Dies wird erst dann wieder gegeben sein, wenn der allgemein erwartete Anstieg des Energiepreinsniveaus, angeführt von Rohöl, eintritt.

Literatur

1. R. Schulten, Aufgabenstellung der Studiengruppe "Nukleare Prozeßwärme", Besprechungsprogramm 14. März 1967; und als Beispiel: Bericht über Wärmeleitung in chemisch reagierenden Gasen von H. Barnert, KFA Jülich, 28.6. 1967.
2. R. Schulten, Über die Anwendung von Hochtemperaturreaktoren zur Kohlevergasung, Arbeitsgemeinschaft für Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen, Heft 185, 1968.
3. Deutscher Bundestag, Schutz der Erde, eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik, Bonn, 1990.
4. F. Gieske, K. Piltz, Brief an den Bundeskanzler, Anhang: Sachthemen für einen Kernenergie-Konsens, 23. November 1992.
5. K. Knizia, D. Schwarz, Die Rolle der Kernenergie im globalen Energie-Szenario des 20. Jahrhunderts, VGB-Kraftwerkstechnik 70, Heft 12, S. 982, 1990.
6. H. Riesenhuber, Zum Geleit, Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (Hrsg.): Die andere Art, Kernenergie zu nutzen, Mai 1986.
7. R. Jochimsen, Zum Geleit, Hochtemperatur-Kernkraftwerk GmbH (Hrsg.): Die andere Art, Kernenergie zu nutzen, Mai 1986.
8. Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH, 950 °C at AVR, 27. Februar 1974 at 9.50 a.m., Presseinformation 12.3.1974.
9. A. Brandstätter, W. Jansing, Ergebnisse des PNP-Projekts, 9. Internationale Konferenz über den Hochtemperaturreaktor VGB-TB 112, Dortmund, Okt. 1987.
10. KFA Jülich, RBW Köln, Nukleare Fernernergie, zusammenfassender Bericht zum Projekt Nukleare Fernenergie (NFE), Jül-Spez-303, März 1985.
11. H. Barnert, "Rahmenprogramm Wasserstoff" für die Kernforschungsanlage Jülich, 30. November 1976, Interner Bericht, IRE-IB-13/77, 30.12.1977.
12. H. Waldmann, C. Koch, H.-J. Thelen, P. Kappe, Einsatz von Kernenergie zur Ölgewinnung, Fachtagung des Deutschen atomforums e.V. "Fossile Energieträger und Kernenergie", Bonn, 28. und 29.10.1981.
13. W. Fröhling et al., Transfer of Nuclear Steam Generation Technology for Heavy Oil Recovery and Petrochemical Industry in China, 5th UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Technical Reports, p. 337, Caracas, August 4-9, 1991.
14. M. Schad et al., Nutzung der Prozeßwärme des HTR in der chemischen und verwandten Industrie, Frankfurt, Dezember 1988.
15. IAEA: IAEA Workshop on International Cooperation "Design and Evaluation of the HTTR Heat Utilization System", Oarai, Japan, 20.1.1992.
16. H. Barnert, V. Krett, J. Kupitz, Nuclear Energy for Heat Applications, IAEA Bulletin, p. 21, 1/1991.
17. Arbeitsgemeinschaft Hochtemperaturreaktor, HTR-Modul Vorprojektuntersuchung, Zusammenfassung November 1984.
18. G. Schroeder et al., Nukleares Fernwärmesystem mit Hochtemperaturreaktor, Studiengesellschaft für Nukleare Fernwärme mbH, Dezember 1976.

19. W. Steinwarz, U. Leuchs, HTR-Modul-Anlage zur Nuklearen Meerwasserentsalzung, Jahrestagung Kerntechnik '92, Tagungsbericht, S. 513, Mai 1992.
20. HTR-GmbH, Hochtemperaturreaktor-Modul-Kraftwerksanlage, Vorprojektstudie Buna AG, Band 4, Wirtschaftlichkeitsanalyse, Dezember 1990.
21. R. Schulten et al., Industriekernkraftwerk mit Hochtemperaturreaktor - PR-500 "OTTO-Prinzip" - zur Erzeugung von Prozeßdampf, Jül-941-RG, April 1973.
22. M. Schad (Projektleiter), Einsatz von HTR-Modul-Anlagen in Raffinerien und bei der Aluminiumoxid-Herstellung, BMFT, Februar 1991.
23. H. Bousack, Konzeption einer Modularen HTR-Prozeßwärmanlage mit Optimierung des Druckniveaus, Jül-1961, November 1984.
24. H. Barnert, Synthesegas aus Erdgas mit HTR-Wärme, Tagungsbericht "Erdöl und Erdgas" in der Kernforschungsanlage Jülich", S. 237, Jül-Conf-58, Juli 1986.
25. H. F. Nießen, A.T. Bhattacharyya, M. Busch, K. Hesse, A. Centis, Erprobung und Versuchsergebnisse des PNP-Teströhrenspaltofes in der EVA-II-Anlage, Jül-2231, August 1988.
26. Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme, PNP, Statusbericht zum Ende der Konzeptphase, Markt- und Wirtschaftlichkeitsstudie zur Nuklearen Kohlevergasung, S. 84: Kosten der Nuklearen Fernwärmeenergie, Dezember 1976.
27. H. Kubiak et al., F+E-Arbeiten zur Verbesserung und Absicherung der technischen Auslegung und der Wirtschaftlichkeit und zur Vorbereitung der Markteinführung der nuklearen Kohleveredlung, Schlußbericht, 30.06.1992.
28. H. Barnert, J. Singh, H.F. Nießen, H. Neis, H. Hohn, Potential-Studie zur Kohleveredlung durch Wasserdampf-Kohle-Vergasung (WKV) mit Hochtemperaturreaktor-(HTR)Wärme, Verbesserungspotential durch verfahrenstechnisch-reaktortechnische Entwürfe, Jül-2131, Mai 1987.
29. H. Hohn et al., Konstruktive Möglichkeiten eines Wärmetauscherbündels für einen stehenden heliumbeheizten Wasserdampf-Kohle-Vergaser (WKV), Chemie-Technik, Heft 1, S. 68, 1990.
30. H. Barnert, Der Verbund von Kohle, Stahl und Kernenergie, Jül-2085, Sept. 1986.
31. H. Barnert, Reduction of Greenhouse Gas Emisions of Fossil Primary Energy Carriers by Refinement with HTR and by Disposal of Coke and CO₂, KFA Jülich, Interner Bericht, in Vorbereitung.
32. H. Barnert, Anmerkungen zur thermochemischen Produktion von Wasserstoff aus Wasser mittels Hochtemperaturreaktor-Wärme, Jül-1660, Juni 1980.
33. P.B. Kröhl, Beitrag zur elektrochemischen Reduktion von Formaldehyd, Jül-1987, März 1985.
34. KFA Jülich GmbH, Umbau des AVR Reaktors zu einer Prozeßwärmanlage, Ergebnisse der Vorplanungsphase, Juni 1985.
35. H. Barnert, Wasserstoff zur Veredlung fossiler Brennstoffe, KFA-Jahresbericht 1982.

Entwicklung und Erprobung des Nuklearen Fernenergiesystems

C.B. von der Decken H. Fedders R. Harth H.F. Niessen J. Range
E. Riensche

1. Problemstellung

Vor dem Hintergrund abnehmender Energieressourcen und zunehmender Umweltprobleme, die in engem Zusammenhang mit dem ungehemmten Verbrauch von Kohlenwasserstoffen stehen, stellt sich die Frage nach der Energieversorgung und der Umwelt der folgenden Generationen. Bei der Lösung dieser Frage kommt der Kernenergie im Hinblick auf Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Anwendungsmöglichkeiten eine wichtige Aufgabe zu. Hoher Sicherheitsstandard und Akzeptanz durch die Bevölkerung seien hierbei vorausgesetzt.

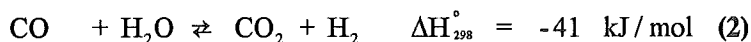
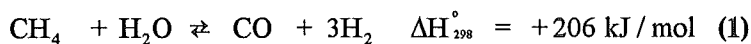
Kernkraftwerke werden heute praktisch ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt. Ein weiteres Anwendungsgebiet liegt in der Versorgung von Gebäuden und Haushalten mit Wärme. Dazu ist die Einkopplung von Niedertemperaturwärme bei Temperaturen bis 140 °C in ein Heißwassernetz erforderlich.

Der Bedarf an Niedertemperaturwärme für Raumheizung und Warmwasserbereitung entspricht etwa einem Drittel des Endenergieverbrauchs in der BRD, während für die Stromerzeugung etwa ein Viertel verbraucht wird (Boltendahl et al. /1/). Der Bedarf an Niedertemperaturwärme schwankt abhängig von der Jahreszeit erheblich, was bekanntlich ein Handikap für die Wärmekraftkopplung ist. In der Grundstoffindustrie genutzte Prozeßwärme, die vorwiegend im Temperaturbereich bis 500 °C liegt, wird dagegen ganzjährig ständig benötigt.

Will man die heute für die Erzeugung von industrieller Prozeßwärme eingesetzten Energierohstoffe Erdöl, Erdgas und Kohle durch Kernwärme substituieren, so setzt das entweder die direkte Verkopplung von Kernreaktor und Chemiereaktor oder den Einsatz eines geeigneten zwischengeschalteten Fernenergiesystems mit entsprechender Ein- und Auskopplung von Wärme auf hohem Temperaturniveau voraus.

Das im folgenden beschriebene Fernenergiesystem ermöglicht den Transport reversibel gebundener chemischer Energie über größere Entfernungen. Hilberath und Teggers /2/ schlugen für dieses System die endotherme Methanreformierung für die Einkopplung der Kernwärme vor, für die exotherme Rückreaktion die Methanisierung. Die chemischen Reaktionen laufen im gewünschten Temperaturbereich nur unter Zuhilfenahme geeigneter Katalysatoren

hinreichend schnell ab. Parallel zu den Reaktionen gemäß Gleichung (1) ist noch die Konvertierungsreaktion (2) zu beachten.



Abgesehen von der Boudouard-Reaktion und dem Methanzerfall, die zur Rußbildung führen können, sind andere Nebenreaktionen von untergeordneter Bedeutung. E.W. Schmidt /3/ untersuchte eine Reihe reversibler chemischer Reaktionen zur Wärmespeicherung und fand heraus, daß unter den in Frage kommenden Gasreaktionen die o. gen. Reaktion (1) die größte massebezogene Reaktionsenthalpie aufweist. Sie beträgt 7345 Joule/g. Dieses Reaktionssystem ist dadurch gekennzeichnet, daß wegen Gleichung (1) höhere Drücke die Reformierung behindern, die Rückreaktion, die Methansynthese, jedoch fördern. Hohe Temperaturen verschieben das Gleichgewicht zu kleineren CH_4 -Anteilen im Gasgemisch.

Vol% im trockenen Synthesegas

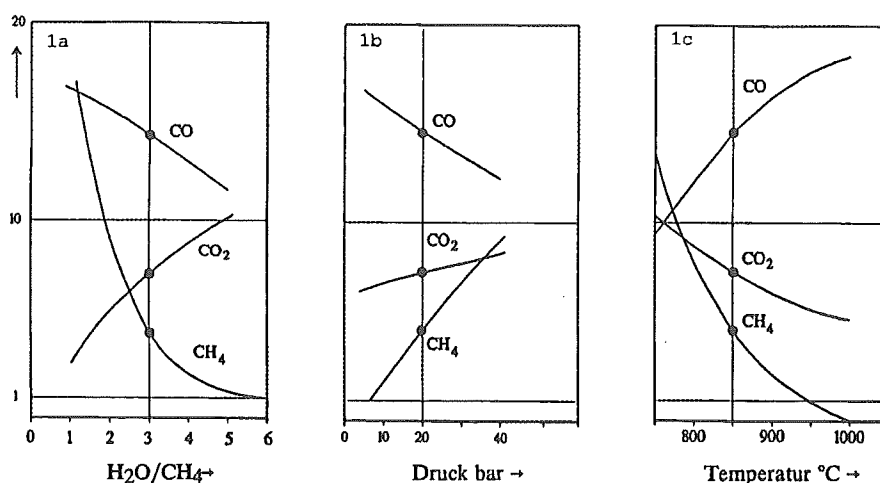


Bild 1: Parametervariation bei der Methan-Dampfreformierung /5/

Veränderung der C-haltigen Komponenten im trockenen Synthesegas bei Abweichungen vom Referenzfall: $\text{H}_2\text{O}/\text{CH}_4 = 3$; Druck = 20 bar; Temperatur = 850 °C

Bild 1a zeigt den Einfluß des $\text{H}_2\text{O}/\text{CH}_4$ -Verhältnisses im Frischgas auf die CH_4 -, CO - und CO_2 -Anteile des im Reformier erzeugten und anschließend getrockneten Synthesegases, Bild 1b den Einfluß des Gesamtdrucks und Bild 1c den Temperatureinfluß. Die Bezugsgrößen sind durch den Gleichgewichtszustand eines für den Reformier typischen Referenzfalls festgelegt: $\text{H}_2\text{O}/\text{CH}_4$ -Verhältnis = 3;

Druck = 20 bar, Temperatur = 850 °C. Die verfahrenstechnische Optimierung der Reformierung zielt auf die größtmöglichen Methanumsätze ab. Limitierende Größen sind die mechanischen Eigenschaften der Materialien für die Reformerrohre bezüglich Druck und Temperatur, der für die Rußvermeidung erforderliche Wasserdampfüberschuß und die Eigenschaften des Katalysators /4/, /5/. Bei der Methanisierung des trockenen Synthesegases wird aus energetischen Gründen eine hohe Temperatur > 800 °C bei der Wärmeauskopplung und ein hoher Reaktionsgrad angestrebt.

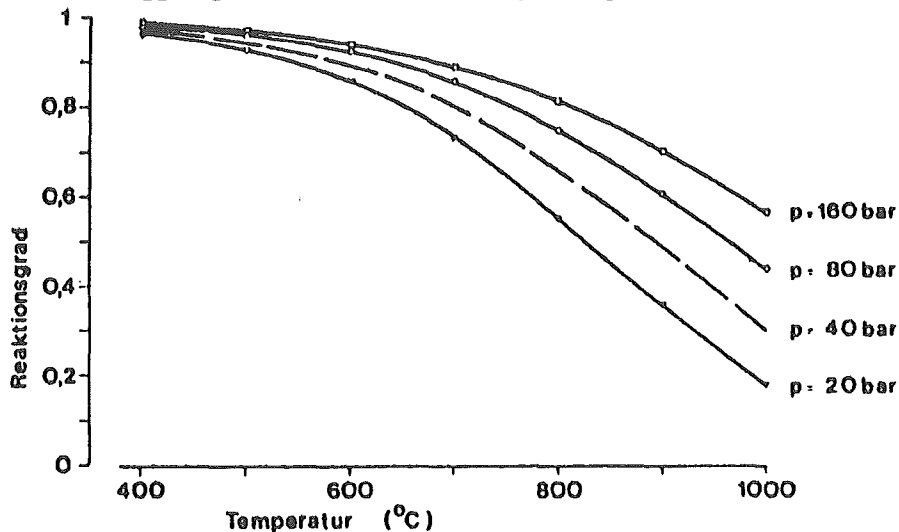


Bild 2: Reaktionsgrad der Methanisierung in Abhängigkeit von Reaktionsdruck und -temperatur /1/

Bild 2 zeigt, daß im Bereich hoher Temperaturen von z.B. 800 °C ein hoher Druck vorteilhaft wäre, im Niedertemperaturbereich ≤ 400 °C dagegen ist der Druckeinfluß im Bereich $160 > p > 20$ bar vernachlässigbar gering. Die hohe Reaktionswärme führt zu einem hohen Temperaturanstieg im Katalysator-Bett. Dieses wiederum kann zur Sinterung des Katalysators führen, und in bestimmten Fällen ist eine Kohlenstoff-Bildung möglich.

Die Prozeßführung der Methanisierung muß also so ausgelegt werden, daß Wärmeproduktion und -abfuhr so ausbalanciert werden, daß einerseits die Möglichkeiten der Wärmeabfuhr im Temperaturbereich $300 < \vartheta < 800$ °C auf dem jeweils höchstmöglichen Temperaturniveau genutzt und andererseits kritische Betriebsbedingungen der Katalyse vermieden werden. In diesem Zusammenhang wird auf die erfolgreiche Entwicklung und Erprobung von mehrstufigen Verfahren zur Methanisierung von Synthesegasen von Höhle et.al. /6/, /7/ hingewiesen.

Verfolgt man das Ziel, als primäre Wärmequelle keine fossilen Energieträger einzusetzen, so stehen als Optionen der Hochtemperatur-Kernreaktor oder, mit einigen Einschränkungen, fokussierte Sonnenstrahlung, die letztendlich auch von den in der Sonne ablaufenden Kernreaktionen stammt, zur Verfügung.

2. Zielsetzung

Das Ziel der im folgenden beschriebenen Entwicklungsarbeiten wurde von den Projektpartnern des Projektes "Nukleare Fernenergie" (NFE), der KFA und RBW wie folgt definiert:

"Forschung und Entwicklung von Verfahren auf dem Gebiet des Wärmetransports mittels chemisch gebundener Energie nach dem System Methanspaltung-Methanisierung mit dem Ziel, halbtechnische Anlagen zu erstellen und zu betreiben sowie die nötigen Voraussetzungen für die Erstellung baureifer Unterlagen für eine großtechnische Anlage (Prototyp) für den Wärmetransport zu schaffen".

Die Auslegungsparameter für die Methan-Dampfreformierung (EVA) werden von den Betriebsparametern eines heliumgekühlten Kernreaktors (HTR) abgeleitet:

Druck = 40 bar; Heliumein- bzw. austrittstemperaturen 350 °C bzw. 950 °C, Molverhältnis $\text{H}_2\text{O}/\text{CH}_4 = 2/1$ bis $4/1$.

Im Hinblick auf die Methanisierung waren die Arbeiten auf das Erreichen von Reaktionstemperaturen über 600 °C gerichtet. Damit sollte eine möglichst breite Nutzungsmöglichkeit der transportierten Energie geschaffen werden, unter anderem zur Erzeugung von überhitztem Hochdruckdampf, wie er für Chemieanlagen und moderne Turbinenanlagen benötigt wird. Hinter der Methanisierung sind Methangehalte im trockenen Produktgas von etwa 95 % anzustreben, entsprechend einer möglichst hohen Energieausbeute bei noch vernünftigem apparativen Aufwand und orientiert an der Erdgasqualität im vorhandenen Erdgasnetz.

Insgesamt sollte durch die Untersuchungen ein möglichst breiter Parameterbereich abgedeckt werden, um eine Prozeßoptimierung und Anpassung an verschiedene Anforderungen zu gestatten.

3. Entwicklungsarbeiten

Die Methan-Dampfreformierung an sich ist ein eingeführter technischer Prozeß,

der in der konventionellen Technik zur industriellen Erzeugung von Synthesegas und Wasserstoff eingesetzt wird. Die Beheizung erfolgt mit Hilfe von Gasbrennern durch Konvektion und Wärmestrahlung. Im Falle der Beheizung mit dem Reaktor-Kühlmittel Helium erfolgt die Wärmeübertragung überwiegend konvektiv.

Hohe Sicherheitsstandards sind bezüglich des Materials der Spaltrohre und der Dampferzeuger anzulegen, trennt deren Rohrwand doch das Reaktor-Primärsystem vom Prozeßgassystem.

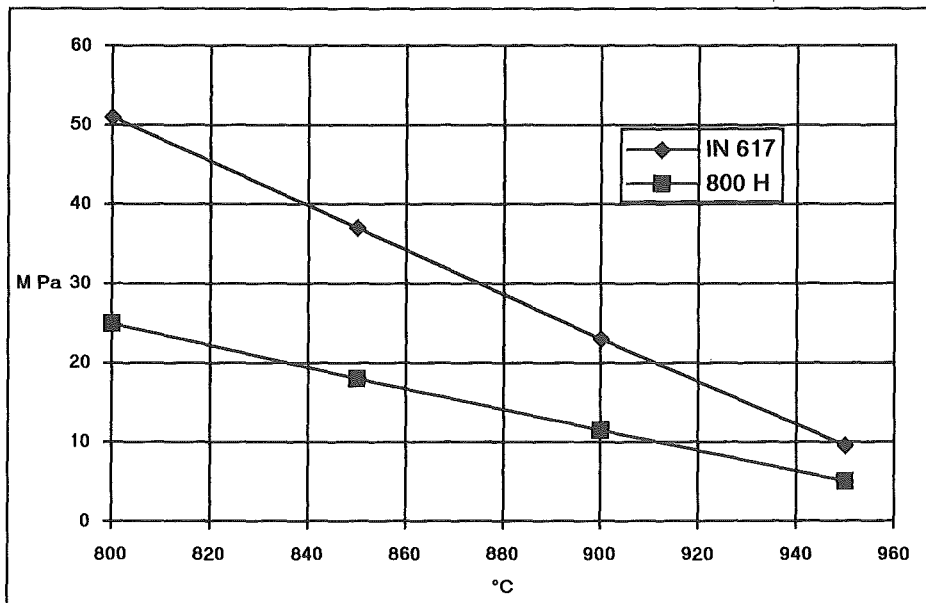


Bild 3: Zeitstandfestigkeit von hochwarmfesten Materialien für Reformerrohre für 3×10^4 Stunden

Bild 3 zeigt am Beispiel des Chromnickelstahls Incoloy 800 H und der Nickelbasislegierung IN 617 die Zeitstandfestigkeit für 3×10^4 Stunden in Abhängigkeit von der Temperatur. Wegen der mit der Temperatur stark abnehmenden Festigkeit oberhalb 800 °C bzw. 900 °C müssen die Arbeitstemperaturen entsprechend gewählt werden. Bild 1 zeigt andererseits, wie der CH_4 -Umsatz von Temperatur und Druck abhängt. Bei der Prozeßoptimierung spielen diese Parameter eine sehr wichtige Rolle. So ist auch die Forderung nach Materialien mit höherer Zeitstandfestigkeit plausibel und stellt eine auch weiterhin verfolgte wichtige Entwicklungsaufgabe dar.

An dieser Stelle soll nicht auf die sehr umfangreichen Laboruntersuchungen und

theoretischen Modell- und Simulationsrechnungen eingegangen werden. Eine Auflistung der wesentlichen Aufgaben und Probleme, die im Verlauf der langjährigen Entwicklungsarbeiten diskutiert und untersucht wurden, zeigt Bild 4. So konnten im Verlauf der Arbeiten zum NFE-Projekt alle erkannten Fragestellungen befriedigend gelöst werden.

Pilotexperimente zum Fernenergietransport Planstudien

EVA I: 300 kW Fernenergie	ADAM I / IRMA	
EVA II: 6000 kW Fernenergie	ADAM II	
Aufgabe:	Aufgabe:	"Frankfurt" Studie:
Untersuchung der Einkopplung von Wärme aus Hochtemperatur-Kernreaktoren in die Methan-Dampfreformierung bei $P \leq 40$ bar und $\vartheta \leq 850$ °C.	Untersuchung eines mehrstufigen katalytischen Verfahrens mit Wärmeauskopplung und CH_4 -Erzeugung aus H_2 , CO, CO_2 , bei ≤ 40 bar und $250 \leq \vartheta \leq 650$ °C	- Energiebedarfs-ermittlung
Wärmeträger ist Helium bei $P \leq 50$ bar und $\vartheta \leq 1000$ °C	mit Einsatzgas aus EVA und Gasrückkopplung (CH_4) in EVA.	- Systemtechnik
Probleme:	Probleme:	- Wirtschaftlichkeit
Warmfestigkeit der Spaltrohre	Gleichgewicht von Wärme-produktion und Wärmeabfuhr	- Volkswirtschaftliche Auswirkungen
Dehnung der Materialien, Swelling	Rückführung von heißen	
Wasserstoff-Permeation	Prozeßgasen	- Umweltauswirkungen
Wärmeeinkopplung	Material: Metal Dusting,	
Kinetik der Reformierung	Carbonyl-Bildung	
Hoher CH_4 -Umsatz	Katalysatoren für Temperaturen ≤ 800 °C	
Rußvermeidung	Kinetik der Methanisierung	
Dynamisches Verhalten	Rußvermeidung	
Störfallverhalten	Stabilitäts- und Störfallverhalten	

Bild 4: Projekt Nukleare Fernenergie (NFE)-Übersicht /9/

In diesem Zusammenhang wird auf umfangreiche Materialuntersuchungen sowohl zur Zeitstandsfestigkeit als auch zur Beherrschung der Permeation von Wasserstoffisotopen verwiesen. Die verfahrenstechnische Optimierung des Reformierungsprozesses, bahnbrechende Arbeiten zur Hochtemperatur-Methansynthese und nicht zuletzt die Betriebserfahrungen mit den halbtechnischen Versuchsanlagen EVA I, ADAM I und IRMA waren notwendige Voraussetzungen für die Realisierung eines größeren Demonstrationsvorhabens: Planung, Errichtung und Betrieb der Großversuchsanlage EVA II - ADAM II.

4. Demonstration der Realisierbarkeit eines NFE-Systems

Nach umfangreichen Untersuchungen der Realisierungsmöglichkeiten des Fernenergiesystems (siehe auch /8/), das auf der endothermen Reformierung und exothermen Methanisierung beruht, wurde als Vorstufe für eine nuklear

betriebsfähige Anlage eine Zwischenstufe untersucht, wozu die Demonstrationsanlage EVA II-ADAM II entwickelt, gebaut und betrieben wurde. Am Beispiel des Betriebs der Anlage EVA II-ADAM II wurde der Erfolg der Entwicklungsarbeiten aller Beteiligten demonstriert.

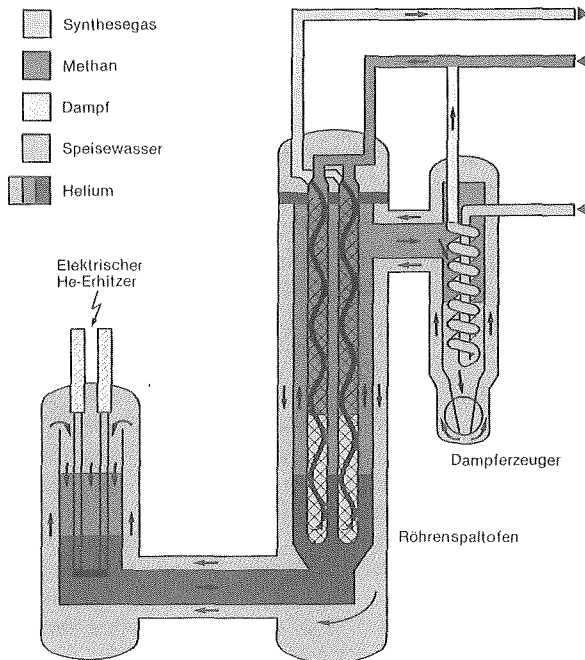


Bild 5:
Der Anlagenteil EVA II im schematischen Aufbau. Wie bei einem HTR für Prozeßwärmeerzeugung sind in einem Heliumkreislauf die Wärmequelle, ein Prozeßwärmetauscher - hier ein Spaltrohrbündel - und ein Dampferzeuger hintereinander angeordnet. Auch die betrieblichen Bedingungen entsprechen einem HTR: Mit einer Leistung von 10 MW wird das Helium auf 950 °C bei 40 bar aufgeheizt.

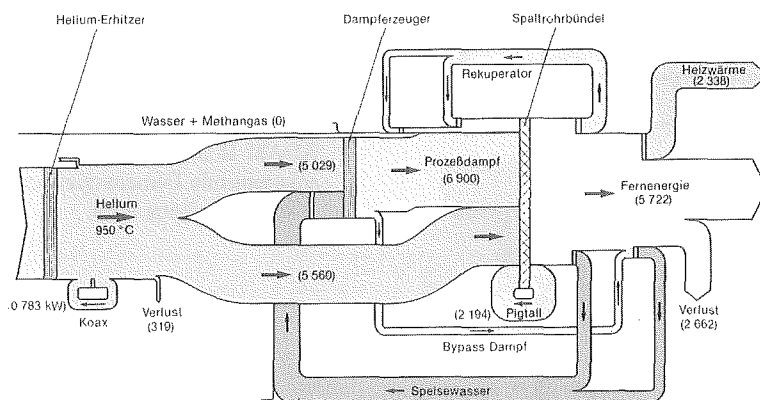


Bild 6: Das Energiefluß-Diagramm zeigt die im Anlagenteil EVA II umgesetzten Energiemengen. Die Wärme des Heliums wird im Prozeß zugeführt und auf das Prozeßgas übertragen. Das energiearme Gemisch aus Wasser und Methan tritt ebenfalls in den Prozeß ein, mit dem Energiegehalt Null als Bezugsniveau. Als Fernenergie strömt der erhöhte Gehalt an chemischer Energie des erzeugten Synthesegases ab.

Bild 5 zeigt den schematischen Aufbau der Reformierungsanlage EVA II. Ein

Elektroerhitzer mit einer Heizleistung von 10 MW simuliert den Kernreaktor (HTR) als Wärmequelle. Das erhitzte Helium beheizt die Reformerrohre, in denen das $\text{CH}_4\text{-H}_2\text{O}$ -Gemisch in Gegenwart eines Katalysators in Synthesegas umgewandelt wird. Das Helium kühlt sich dabei z. B. von 950 °C auf 650 °C ab. Das restliche Temperaturgefälle hinunter bis 350 °C dient zur Dampferzeugung. Das entsprechende Sankey-Diagramm (Bild 6) zeigt, daß von der dem Elektroerhitzer zugeführten Leistung von 10783 kW an das Fernenergienetz 5722 kW und an ein Nahwärmesystem 2338 kW abgegeben werden. Das trockene kalte Synthesegas kann an einem beliebigen Ort in einer dazu geeigneten Anlage die Reaktionsenthalpie per Methanisierung wieder abgeben. Bemerkenswert ist u.a., daß mit den neu entwickelten Methanisierungsverfahren /6,7/ auch der CO_2 -Anteil des Synthesegases weitgehend zu CH_4 reduziert werden kann. Der Methanisierungsreaktor kann anforderungsabhängig ein- oder mehrstufig, für hohe oder niedrige Temperaturen ausgelegt werden.

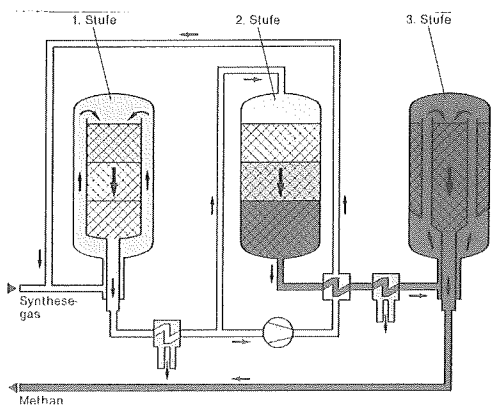


Bild 7: Der Anlagenteil ADAM II im schematischen Aufbau. Das von EVA II kommende energiereiche Synthesegas wird hier in drei aufeinanderfolgenden Stufen zunehmend methanisiert. Dabei wird Fernenergie als Wärme freigesetzt, die zur Dampferzeugung genutzt wird. Das entstehende Methan wird zur EVA II zurückgeleitet.

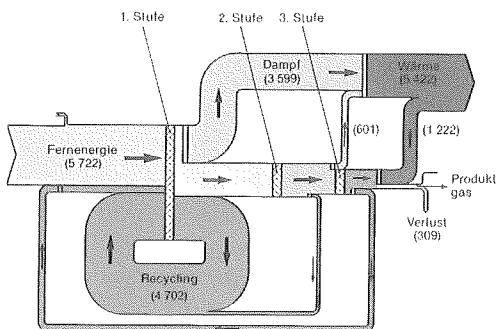


Bild 8: Das Energieflußdiagramm des ADAM II zeigt, wie die von EVA II ankommende Fernenergie in nutzbare Wärme umgesetzt wird.

Bild 7 und Bild 8 zeigen eine dreistufige Methanisierung und das zugehörige Sankeydiagramm, für den gleichen Betriebszustand der Demonstrationsanlage EVA II - ADAM II, der dem Bild 5 zugrunde liegt. Addiert man die Hochtemperaturwärme (Dampf) und die Niedertemperaturwärme, so erhält man 5422 kW. Diese Leistung entspricht etwa 50 Prozent der Leistung, die der EVA II-

Anlage zugeführt wurde.

Anhand der im genannten Projekt erarbeiteten Kenntnisse und Erfahrungen kann dieser Wert in einem neuen verbesserten System noch deutlich gesteigert werden. Somit steht ein Fernenergiesystem zur Verfügung, das so weit technisch entwickelt wurde, daß es in MW-Einheiten gebaut und betrieben werden könnte. Es kann sowohl als geschlossenes System mit Hin- und Rückleitung als auch als offenes System betrieben werden. Im letzten Fall kann wasserstoffreiches Gas, z.B. für die chemische Industrie abgezweigt und das dann fehlende Methan dem Erdgasnetz entnommen werden.

5. Schlußfolgerung

Mit dem Nuklearen Fernenergiesystem NFE wurde ein Energieversorgungssystem entwickelt, das zwar an die Existenz funktionssicherer Hochtemperatur-Kernreaktoren gebunden ist, dennoch ein Instrument zur Wärmeversorgung darstellt, das den CO₂-Haushalt der Umwelt nicht belastet. In einem langjährigen Entwicklungs- und Erprobungszeitraum (1972-1985) wurde die technische Realisierbarkeit nachgewiesen.

6. Literatur

1. U. Boltendahl, H.F. Niessen, K.A. Theis, Transport von Kernwärme mittels chemisch gebundener Energie. *gwf-gas/erdgas* 117 (1976) H. 12
2. F. Hilberath, H. Teggers, Rheinische Braunkohlenwerke AG, Köln
DT-PS 1298233 (1968)
3. E.W. Schmidt, Reversible chemische Reaktionen zur Wärmespeicherung, VDI-Berichte Nr. 288 (1977)
4. H. Fedders, R. Harth, B. Höhle, Experiments for combining nuclear heat with the methane/steam-reforming process, *Nuclear Engineering and Design* 34 (1975) 119-127
5. H. Fedders, E. Riensche, Methane reforming for the operation of high temperature fuel cells, *Proceedings of Second Technical Workshop*, 145-158; Forschungszentrum Jülich; Sept. 4-6 (1991), Document HUF-6, IEA-Restricted
6. H. Harms, B. Höhle, A. Skov, Methanisierung kohlenmonoxidreicher Gase beim Energie-Transport, *Chem.-Ing.-Tech.* 52 (1980) Nr. 6, S. 504-515

7. C.B. v.d. Decken, Höhle, B., IRMA-Innengekühlter Reaktor einer Methanisierungsanlage, KFA-Jahresbericht 1986/87
8. H. Junk, M. Walbeck, E. Scharff, H. Freischlad, Planstudie über eine halboffene Fernenergieversorgung insbesondere für den Raum Frankfurt/Main mit Heißwasser-Fernwärmeversorgung für den Raum Köln, BMFT-Forschungsbericht T 81-026, April 1982
9. Nukleare Fernenergie, Zusammenfassender Bericht zum Projekt Nukleare Fernenergie (NFE), Jül-Spez-303, März 1985; ISSN 0343-7639

Nukleare Kohlevergasung - Erreichter Stand, Einschätzung und Nutzung der Ergebnisse

Helmut Kubiak Karl Heinrich van Heek Alois Ziegler

1. Einführung

In den siebziger und beginnenden achtziger Jahren haben die mehrfachen Ölpreisanhebungen weltweit große Aktivitäten und eine Vielzahl an Entwicklungen auf dem Gebiet der Kohlevergasung ausgelöst /1,2/. Trotz des derzeitigen niedrigen Öl- und Erdgaspreises ist das Interesse an Kohleumwandlungsverfahren auch weiterhin gegeben, jedoch mit einer standortabhängigen Neuorientierung der Anwendung. Zum einen wird die Zukunft für Kohlevergasungsanlagen vorrangig unter dem Aspekt der umweltschonenden Nutzung der Kohle zur Stromerzeugung betrachtet /3,4/, zum anderen gehen in einigen Ländern Überlegungen dahin, die entwickelten Kohlevergasungstechnologien für die Umwandlung von Biomasse zur Erzeugung von Strom, aber auch von Synthesegas zu nutzen. Beide Richtungen beinhalten ein wesentliches Motiv: die Verminderung der brennstoffspezifischen Emissionen, insbesondere von CO_2 . Dieser Aspekt ist sicherlich aktueller denn je. Im ersten Fall werden die Emissionen entsprechend der besseren Wirkungsgrade von GuD-Kraftwerken absolut und spezifisch verringert. Bei der Vergasung von Biomasse ergibt sich in der Summe sogar eine Verminderung der CO_2 -Emissionen praktisch auf Null.

Die Möglichkeit einer ganz erheblichen Verminderung des CO_2 -Anfalls bei der Veredlung und Nutzung von fossilen Brennstoffen durch Einsatz nuklearer Prozeßwärme wurde von Anfang an als ein Motiv für die Entwicklung gesehen und hat für künftige Anstrengungen seine Bedeutung nicht verloren. Andere, früher aufgezeigte Vorteile bei der Bereitstellung nuklearer Prozeßwärme für die Kohlevergasung haben sich im Laufe der Entwicklung sowohl durch technische als auch durch energiepolitische Randbedingungen relativiert oder sind nicht mehr in dem erwarteten Maße vorhanden. So wird heute z.B. in der optimalen Nutzung der Kohleförderung und damit Schonung vorhandener Kohlereserven durch Erzeugung von mehr Gas aus der gleichen Kohlemenge kein Anreiz mehr gesehen. Weiterhin zeigen alle zu diesem technisch anspruchsvollen Prozeß durchgeführten Studien /5,6/, daß auf der Basis des erarbeiteten Know how und des heutigen Energiepreisniveaus gegenüber konkurrierenden konventionellen Verfahren, z.B. gegenüber Texaco, nur bei Ausschöpfung von Verbesserungspotentialen eine Wirtschaftlichkeit aufgezeigt werden kann /7/, keinesfalls aber gegenüber Öl und Erdgas. Das wird erst dann wieder gegeben sein, wenn ein deutlicher Anstieg des Energiepreisniveaus für Öl und Gas eintritt. Hinzu kommt noch, daß die in den sechziger und siebziger Jahren vorhandene Akzeptanz der Kernenergie heute nicht mehr in dem Maße gegeben ist, eine Randbedingung, die Innovationen und notwendige F + E-Programme hemmt.

2. Konzept der nuklearen Wasserdampfvergasung - WKV

Bis Mitte der achtziger Jahre galten der Kohlevergasung unter Verwendung nuklearer Prozeßwärme umfangreiche Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, die mit Studien zur Bewertung der Machbarkeit und der Wirtschaftlichkeit Mitte 1992 abgeschlossen wurden /5,6/. Diese Arbeiten hatten einerseits das Ziel, dem heimischen Energieträger Kohle neue Marktchancen zu eröffnen, andererseits benötigte der Prozeßwärme-HTR aber auch einen geeigneten Wärmeverbraucher. Zum Erreichen dieser Ziele haben Reaktor- und Anlagenhersteller, Produzenten von Stein- und Braunkohle und Forschungszentren intensiv zusammengearbeitet und umfangreiches Know How erarbeitet /7-11/. Wesentlich beflügelt wurde das Gesamtprojekt durch die Ölpreiskrisen 1973/74 und 1979/80.

Es galt, folgende Hauptprobleme zu erkennen und zu lösen, um die Anwendung von Kernenergie für die Kohlevergasung zur großtechnischen Reife zu führen:

- Entwicklung von Hochtemperatur-Kernreaktoren mit Heliumaustrittstemperaturen von wenigstens 950 °C,
- Übertragung der Wärme vom Core des Kernreaktors in den Gasgenerator,
- Konstruktion eines geeigneten allothermen Gasgenerators, für dessen Auslegung die Vergasungskinetik und die Wärmeübertragung sowie die zur Verfügung stehenden Materialien für den Wärmetauscher berücksichtigt werden müssen.

Der Entwicklungsstand des HTR sowie der Apparate und Verfahren zur Wärmeübertragung ist in zahlreichen anderen Beiträgen zu diesem Buch dargestellt. Er wurde in den langfristig durchgeführten F+E-Vorhaben /7-11/ erarbeitet und mit den sich anschließenden bewertenden Studien /5,6/ insbesondere zur Kohlevergasung abgeschlossen. Die Ergebnisse bestätigten die Machbarkeit des schon 1974 vorgeschlagenen und in Abbildung 1 dargestellten Prozesses.

Die im Kernreaktor erzeugte und durch einen Heliumkreislauf mit 950 °C abgeführte Wärme wird zunächst auf einen Zwischenkreislauf übertragen. Dieser durchströmt einen Wärmetauscher, der im Gasgenerator in ein Wirbelbett aus Kohle und Dampf eintaucht und seine Wärme durch die Wärmetauscherwände überträgt. Die danach verbleibende Wärme wird zur Dampferzeugung genutzt. Ein Teil dieses Dampfes dient als Prozeßdampf für die Vergasung und in verschiedenen Stufen der Gasaufbereitungs- und Umwandlungsanlagen. Ein anderer Teil wird für die Stromerzeugung genutzt.

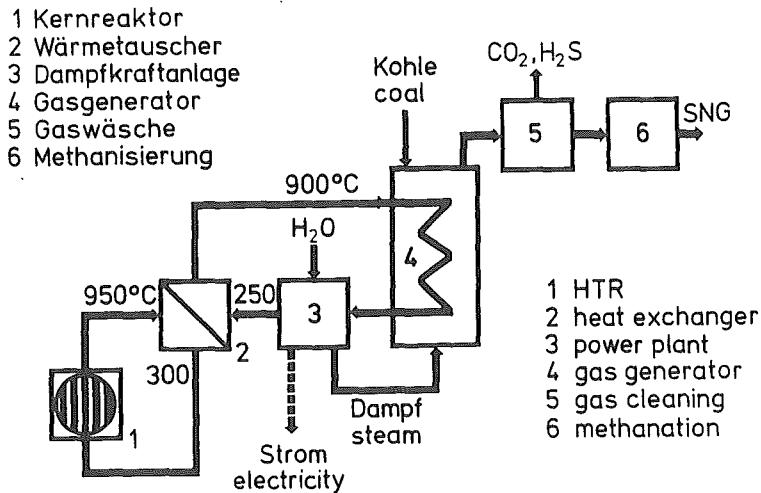


Abb. 1 Kopplung des Hochtemperatur-Kernreaktors mit einer Anlage zur Wasserdampfvergasung von Kohle

In Abbildung 2 ist der 1980 auf Basis einer Feasibility-Studie /13/ bereits 1973 konstruierte Gasgenerator dargestellt. Weiterentwickelt wurde diese Konstruktion zunächst von Mannesmann-Anlagenbau im Rahmen einer breit angelegten Studie /5/ zum technischen Entwicklungsstand und zur Wirtschaftlichkeit der Kohlevergasung unter Nutzung nuklearer Prozeßwärme.

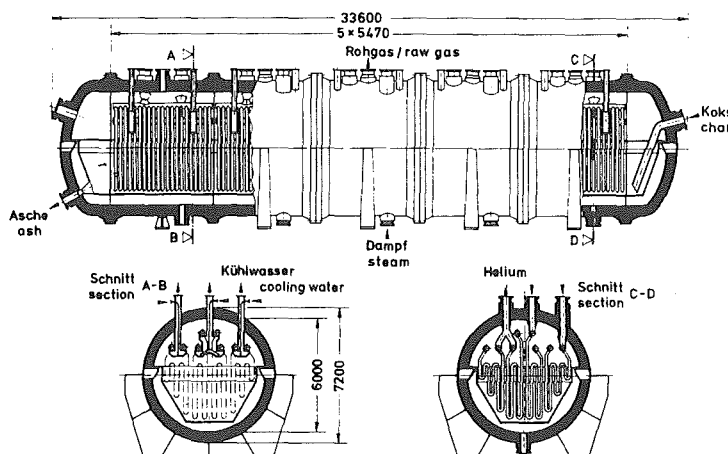


Abb. 2 Allotrothermer Gasgenerator zur Wasserdampfvergasung von Kohle

Dabei sind die Erkenntnisse der experimentellen Untersuchungen

- zum Wärmeübergang
- zur Kinetik der Vergasung und
- zur optimalen Wirbelbetthöhe,

die insbesondere durch den Betrieb einer halbtechnischen Vergasungsanlage gewonnen wurden /12/, eingeflossen.

Die erzielten Ergebnisse bildeten weiterhin die Grundlage für eine konventionelle Nutzung der allothermen Wasserdampfvergasung im MBG-Prozeß (MBG = MAN GHH-Bergbau Forschung-Gaserzeugung). In diesem in Abbildung 3 dargestellten Prozeß wird Rauchgas, durch Verbrennung von eigenerzeugtem Gas auf 950 °C erhitzt, als Wärmeträgermedium eingesetzt /4/.

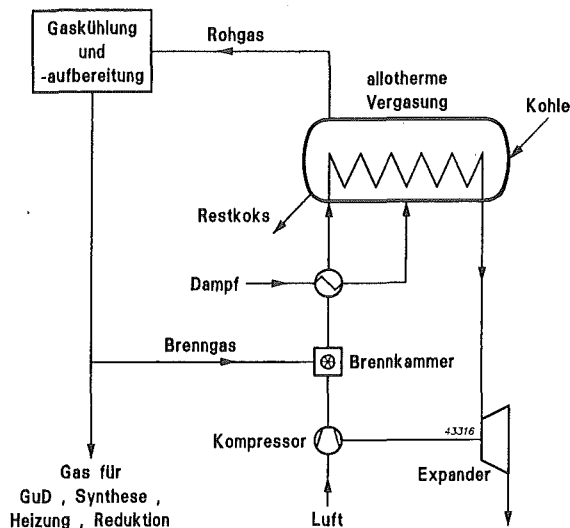


Abb. 3 Konventionelle Nutzung der allothermen Wasserdampfvergasung im MBG-Prozeß

Möglichkeiten zur Verbesserung der allothermen Vergasung wurden in der Ingenieurstudie /5/ und in der PNP-Abschlußphase /6/ spezifiziert und untersucht. Dazu gehörten:

- die Absenkung des Prozeßdruckes
- der Einsatz feinerer Kohlepartikel
- die Anhebung der Vergasungstemperatur
- die Anwendung des Gegenstromprinzips im Gasgenerator
- der Einsatz eines stehenden Gasgenerators im Primärkreislauf
- die katalytische Vergasung und
- die Abtrennung von Wasserstoff aus dem Gasgenerator

Die wesentlichen Ergebnisse dazu sind in Kapitel 4 dargestellt und diskutiert.

3. Durchgeführte Forschungs- und Entwicklungsprogramme auf dem Gebiet der Wasserdampfvergasung von Kohle

Die auf dem Gebiet der Wasserdampfvergasung von Kohle in den Jahren 1968 bis 1992 durchgeführten F + E-Aktivitäten sind im folgenden dargestellt:

- 1968 - 1970 Konzeptfindung und Laboruntersuchungen
- 1972 - 1976 Betrieb einer kleintechnischen Vergasungsanlage im kg-Maßstab
- 1974 - 1984 Bau und Betrieb einer halbtechnischen Vergasungsanlage mit integriertem, elektrisch beheiztem He-Kreislauf
Kohledurchsatz: bis 500 kg/h
- 1973 - 1983 Entwicklung eines für den Wärmetaucher der WKV geeigneten Werkstoffes, Partner: Mannesmann Forschungsinstitut
- 1984 - 1987 Durchführung einer Ingenieurstudie zur Machbarkeit und zur Bewertung der nuklearen Kohlevergasung, Partner: Uhde, Didier, Mannesmann unter der Federführung der Ruhrkohle Oel und Gas (ROeG-Studie)
- 1985 - 1987 Feasibility-Studie zur konventionellen Nutzung der allothermen Vergasung im MBG-Prozeß, gemeinsam mit MAN GHH
- 1987 - 1990 Planung und Projektierung der MBG-Demonstrationsanlage mit einer elektrischen Leistung von 50 MW, Federführung: MAN GHH
- 1989 - 1992 F + E-Arbeiten zur Verbesserung und Absicherung der Wirtschaftlichkeit und zur Vorbereitung der Markteinführung der nuklearen Kohlevergasung, Partner: Forschungszentrum Jülich, HRB, Rheinbraun, ROeG

Für die Festlegung des endgültigen Konzeptes wurden die im nächsten Kapitel dargestellten und bewerteten Ergebnisse zugrundegelegt.

4. Erreichter Stand

In dem 1984 abgeschlossenen experimentellen F + E-Programm zur Wasserdampfvergasung von Kohle konnte in der halbtechnischen Versuchsanlage in Langzeitversuchen demonstriert und damit nachgewiesen werden, daß sich mittels einer Strahlaufgabe als Dosierorgan backfähige Steinkohle eindosieren, kontinuierlich vergasen und durch Einsatz von Katalysatoren die Vergasungsleistung erheblich steigern läßt. Die Arbeiten wurden ständig durch Untersuchungen im Labormaßstab und in verfahrenstechnischen Modellen unterstützt. Diese betrafen u.a. die Vergasungskinetik, den Einsatz von Katalysatoren, die Verweilzeitverteilung des Feststoffes in der Wirbelschicht, "scale-up"-Probleme der Strahlaufgabe sowie Untersuchungen der Inhalts-

stoffe von Rohgas und Abwasser. In einem zeitgleich laufenden Programm konnte zwischen 1973 und 1988 die Entwicklung eines geeigneten Werkstoffes für den zur Wärmeübertragung in die WKV-Wirbelschicht notwendigen Tauchsieder-Wärmetauscher erfolgreich bis hin zur Markteinführung durchgeführt werden.

Im Anschluß an diese experimentelle F+E-Phase wurden im Rahmen der ROeG-Studie /5/ die Durchführbarkeit und die langfristigen Zukunftsperspektiven der nuklearen Kohlevergasung überprüft. Die Hauptaussagen dieser Studie waren, daß eine nicht katalytische WKV heute großtechnisch baubar ist und daß in der katalytischen WKV ein deutliches Verbesserungspotential mit allerdings hohem Bedarf an zusätzlichem F+E-Aufwand gesehen wird. Die in dieser Studie durchgeführten Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zeigten, daß die Kapitalkosten für die hohen Investitionen der neuen Vergasungsverfahren mit zugehörigem HTR heute noch die Kosten für die Kohleeeinsparungen von 35 - 40 % übertreffen. Deshalb weist der Wirtschaftlichkeitsvergleich zur autothermen Steinkohlenvergasung als Folge des derzeit niedrigen Energiepreisniveaus für alle untersuchten Produkte aus, daß die nukleare Steinkohlenvergasung bei Einsatz deutscher Steinkohle als nicht wettbewerbsfähig bewertet werden muß /14/. Die Studie zeigte aber auch, daß es viele Ansatzpunkte zur technischen und wirtschaftlichen Verbesserung gibt. Dieses Potential wurde in einem gemeinsamen Projekt der Kohle- und der Kernreaktorfirmen sowie des Forschungszentrums Jülich zwischen 1989 und 1992 untersucht und bewertet /6/. Eine wesentliche Kostensenkung wurde durch die Entwicklung und Einbringung des MBG-Generators mit der Realisierung des Gegenstromprinzips erzielt. Damit konnten Kohledurchsatzsteigerungen von nahezu 50 % realisiert werden, was die Kostenkennzahlen um bis zu 40 Prozentpunkten verbessert. Damit kommt die nukleare Vergasung bzgl. der Wirtschaftlichkeit nahe an den autothermen Vergleichsfall heran. Auch bei der katalytischen WKV ließen sich Verbesserungen durch Schaltungsoptimierung und durch Integration von Röhrenspaltöfen (RSO) zur Umwandlung von Methan in den Primärkreislauf realisieren, so daß die Kostenkennzahl der autothermen Vergleichsanlage unterschritten wird.

Eine Option für die Zukunft ist sicherlich eine Kombination des HTR mit einer katalytischen WKV unter Nutzung der Vorteile der für den MBG-Prozeß entwickelten kleineren Gegenstrom-Vergaser im Sekundärkreislauf und mit einem RSO im Primärkreislauf. Erste Abschätzungen lassen eine Kostenkennzahl von ca. 80 % gegenüber dem autothermen Vergleichsfall erwarten /6/.

5. Künftige Anwendungen

In der nuklearen Kohlevergasung ist unter dem Aspekt der umweltschonenderen Nutzung der Kohle eine Option für die Zukunft zu sehen. Sowohl bei der Herstellung von Synthesegasen als auch bei der Stromerzeugung werden die kohlespezifischen Emissionen, insbesondere der Ausstoß von CO₂ deutlich geringer sein.

Als weiteres Einsatzgebiet für den allothermen Gasgenerator bietet sich der beschriebene MBG-Prozeß zur Strom- und Gaserzeugung mit hohen Wirkungsgraden an. Ebenso ist speziell in Ländern mit hohen Sonneneinstrahlungszeiten auch eine Wärmeversorgung durch Solarenergie denkbar und in einer Studie /15/ untersucht worden.

Zieht man den Kreis möglicher Brennstoffe weiter als bisher, so bietet sich durch Vergasung von Biomasse sogar die Möglichkeit, praktisch CO₂-frei Gas oder Strom zu produzieren. Dabei fiele dem HTR die Rolle zu, die Menge des Einsatzbrennstoffes zu reduzieren.

Neuere Entwicklungen auf dem Gebiet der Hochtemperaturbrennstoffzellen zeigen schließlich in der wärmetechnischen und stofflichen Kopplung einer allothermen Vergasung von Biomasse mit einer Hochtemperaturbrennstoffzelle den Weg, zukünftig kostengünstig und CO₂-frei Gas und Strom zu erzeugen.

6. Literatur

1. K.H. van Heek, Überblick über den internationalen Entwicklungsstand der Kohlevergasungsverfahren, Stahl u. Eisen 100 (1980) Nr. 7, S. 363/70
2. K.H. van Heek, Stand und neue Perspektiven der Kohlevergasung in der Bundesrepublik Deutschland, VDF - Die Führungskraft 54 (1987), S. 21/25
3. R. Müller, Potential der Kohlevergasung in GUD-Kraftwerken, Erdöl Erdgas Kohle, 105, 1989 (2), S. 83 - 87
4. K. Knop, K.H. van Heek, H. Kubiak, Entwicklungsstand und Anwendungsmöglichkeiten des MBG-Kohlevergasungsverfahrens, Stahl und Eisen 110 (1990), S. 131/136
5. Studie zur Kohlevergasung mit nuklearer Prozeßwärme, durchgeführt von Ruhrkohle Oel und Gas (ROeG) GmbH, April 1987
6. Schlußbericht über die F+E-Arbeiten zur Verbesserung und Absicherung der technischen Auslegung und der Wirtschaftlichkeit und zur Vorbereitung der Markteinführung der nuklearen Kohleveredlung, Juli 1992. Verbundvorhaben: Projekt Nukleare Prozeßwärme (PNP) - Phase 1, BMFT-Vorhaben 0326653 A,B,C,D,E
7. Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme, PNP, Statusbericht zum Ende der Konzeptphase, Markt- und Wirtschaftlichkeitsstudie zur Nuklearen Kohlevergasung, Dezember 1976
8. K.H. van Heek et. al., Wasserdampfvergasung von Kohle, Projekt Prototyp Nukleare Prozeßwärme, BMFT-FB-T85-153

9. HKV-Abschlußbericht "Arbeiten zur Festlegung der Anlagenkonzepte (HTR, HKV)", Rheinbraun Juli '87, ISBN 3-926 732-01-6
10. W. Maus et. al., The He/He Heat-Exchanger-Design and semitechnical testing, Nuclear Engineering and Design 78 (1984) 195-214
11. J. Singh et. al., The nuclear heated Steam Reformer-Design and Semi-technical Operating Experience. Nuclear Engineering and Design 78 (1984) 179 - 194
12. R. Kirchhoff, K.H. van Heek, H. Jüntgen, W. Peters, Operation of a semi-technical pilot plant for nuclear aided steam gasification of coal. Nuclear Engineering and Design 78 (1984), p. 233/239
13. Feasibility-Studie für einen Gasgenerator zur Steinkohlenvergasung nicht nuklear erzeugter Wärme. Mannesmann Röhrenwerke 1973
14. R. Specks, Nukleare Steinkohlenvergasung - Zwischenbilanz und Ausblick, 9. VGB-Sondertagung 27./28. Okt. 1987
15. H. Kubiak, H. Lohner, Study relating to the use of solar energy for the allothermal gasification of coal, Final Report 1990

Schwerölförderung mit dem HTR

Fritz Schwarzkopp Werner Fröhling Rolf-Dieter Stoll Johann Waldmann

1. Zukünftige Bedeutung tertiärer Förderverfahren, insbesondere des Dampfnutzens

Die Erschließung und Ausbeutung neuer Erdöllagerstätten wird zunehmend schwieriger und kostspieliger, da der Anteil an sogenanntem konventionellem Öl (Primär- und Sekundärproduktion) in Zukunft weiter abnehmen wird. Aus diesem Grunde besteht weltweit ein großes Interesse daran, zum einen eine möglichst hohe Entölung der erschlossenen Lagerstätten durch tertiäre Maßnahmen zu erreichen und zum anderen Verfahren zu entwickeln, die in Lagerstätten anzuwenden sind, bei denen eine Primär- und Sekundärförderung nicht möglich ist. Hierbei handelt es sich um Verfahren, die auf der Basis verschiedener physikalischer und chemischer Methoden unter dem Stichwort "enhanced oil recovery (EOR)" entweder im Anschluß an konventionelle Fördermethoden oder schon zu Beginn der Förderung aus einer Lagerstätte angewendet werden bzw. diese überhaupt erst ermöglichen. Die Bedeutung des tertiär gewonnenen Öls aus EOR-Projekten soll die Abb. 1 verdeutlichen. Diese Darstellung ist das Ergebnis von Hochrechnungen zur Entwicklung der Erdölversorgungssituation, die in der KFA Jülich durchgeführt wurden /1/.

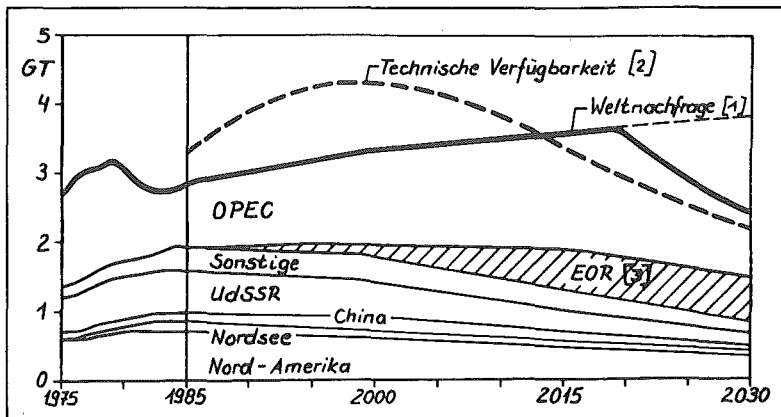


Abb. 1: Entwicklung der Erdölversorgungssituation /1/

Man erkennt, daß die technisch möglichen Fördermengen z. Z. den Weltbedarf übersteigen, diese Situation sich jedoch in etwa 20 bis 30 Jahren umkehren wird.

Dementsprechend steigt der Anteil von Öl, das mit EOR-Methoden gewonnen wird.

Von diesen Methoden wird das sog. Dampffluten mit Abstand am häufigsten angewendet. Vereinfacht dargestellt besteht das Verfahren darin, durch Einleitung von Dampf in die Lagerstätte das Öl auf 200 bis 300 °C zu erwärmen, und hierdurch eine wesentliche Reduktion der Viskosität schwerer Ölsorten zu erreichen. Auf diese Weise wird Öl, das vorher nicht förderbar war, mobilisiert und kann durch Produktionsbohrungen abgepumpt werden.

Als ersten Anhaltswert kann man durch Dampffluten eine Steigerung bzw. Ermöglichung des Entölungsgrades von mindestens 10 % des ursprünglichen Lagerstätteninhaltes annehmen, wobei im Einzelfall wesentlich höhere Werte von 20 % und mehr möglich sind. Dies ist beachtlich, denn auch bei der konventionellen Ölförderung werden weltweit im Durchschnitt lediglich ca. 34 % der jeweiligen Lagerstätteninhalte gewonnen. In Anbetracht der vielen z. T. außerordentlich großen Schwerölvorkommen lassen diese Angaben das erhebliche Förderpotential des Dampfflutens erkennen. Hierbei ist bemerkenswert, daß dieses Förderpotential auf wenige Länder konzentriert ist, nämlich in erster Linie auf Kanada, Rußland und Venezuela mit enormen Vorräten von einigen 100 Mrd. to Schweröl. Um zwei Größenordnungen kleinere, aber immer noch beachtliche Schweröllagerstätten finden sich in China, USA und Indonesien.

2. Kopplung HTR-Dampfflutprozeß

Für die Erzeugung des Injektionsdampfes werden erhebliche Mengen an Brennstoff benötigt, typisch sind 25 % bis 40 % des produzierten Öls bzw. eine äquivalente Menge eines anderen Energieträgers. Aus diesem Grunde liegt eine Substitution des fossilen Brennstoffs durch Kernenergie nahe. Hierbei können verschiedene Gesichtspunkte von Bedeutung sein, z. B. Dampfkosten, Ausnutzung der Lagerstätte, Transportprobleme bei der Beschaffung anderer fossiler Brennstoffe wie Kohle oder Erdgas, Vermeidung von Luftschadstoffen usw.

Eine wesentliche Randbedingung für eine nukleare Dampferzeugung ist die Dampfmenge, die vom Dampfflutprozeß aufgenommen werden kann. Sehr viele Dampfflutprojekte operieren mit Injektionsraten von 100 t/h und weniger. Inzwischen liegen jedoch Erfahrungen mit großen Dampfflutprojekten vor, die mehrere hundert Tonnen Dampf pro Stunde injizieren, z. B. das M-6 Projekt Tia Juana in Venezuela, mit einer Dampferzeugerkapazität von 535 t/h. Derartige Projekte sind von ihrer Größe her kompatibel mit der Dampferzeugerleistung eines HTR-Modul von ca. 260 t/h. Grundsätzlich besteht die Bereitschaft der Ölindustrie, in große Dampfflutprojekte zu investieren, wie die geplante Erweiterung des von Caltex betriebenen Duri Dampfflutprojektes in Indonesien zeigt. Caltex hat sich für eine Erhöhung der Dampferzeugungskapazität auf über 5000 t/h aus 230 Dampferzeugern entschieden.

Druck und Temperatur des Injektionsdampfes sind weitgehend von den Erfordernissen der Lagerstätte vorgegeben. Typisch sind Drücke von 100 ... 150 bar und entsprechende Sattedampftemperaturen, d.h. 310 ... 340 °C. Dies sind Werte, die auch mit einem HTR-Dampferzeuger erreicht werden können.

Wesentlich bei einer Koppelung des HTR mit dem Dampfflutprozeß ist die Tatsache, daß es sich hier um eine zentrale Dampfquelle für viele, räumlich auf einigen Quadratkilometern verteilten Injektionsbohrungen handelt im Gegensatz zu der üblicherweise verwendeten Vielzahl von kleinen Felddampferzeugern, die jeweils 10 bis 20 t/h erzeugen. Da deren Dampfkosten überwiegend aus Brennstoffkosten und weniger aus Kapitalkosten bestehen, können sie flexibel eingesetzt werden, d.h. entsprechend den jeweiligen Anforderungen an die benötigte Dampfmenge auch zeitweise abgeschaltet werden. Bei einer durch die Kapitalkosten bestimmten, zentralen Dampfquelle muß dagegen ein ständiger Vollastbetrieb angestrebt werden, und zwar mindestens über einen Zeitraum bis zur beendeten Abschreibung der Anlage. Daraus folgt als weitere Randbedingung für den Einsatz einer HTR-Dampferzeugeranlage:

- das Schwerölfeld muß so groß sein, daß der Dampfabsatz mindestens über die Abschreibungsdauer des HTR gesichert ist
- vom Dampfflutprozeß bzw. von der Feldentwicklung herrührende Schwankungen in der Dampfabnahme müssen ausgeglichen werden.

Die letztgenannte Forderung kann am einfachsten durch eine flexible Koppelproduktion mit Strom erfüllt werden.

3. Projektstudie Shengli Oil

Im Zeitraum 8/85 bis 4/89 wurde eine umfangreiche Studie zum Einsatz eines HTR-Modul für ein Dampfflutprojekt auf dem Schwerölfeld Shanjasi der Shengli Oil/China durchgeführt, /2/. An der Studie waren das Institut für Bergbaukunde III der RWTH Aachen, KFA Jülich, Universität GHS Duisburg, INET/Tsinghua Universität Peking, Shengli Oil, Siemens/KWU sowie ABB/HRB beteiligt. Ziel der Studie war es, die Eignung der Lagerstätte für ein Dampfflutprojekt der entsprechenden Größe zu ermitteln, einen Vorschlag für das Konzept der HTR-Dampfanlage zu erstellen sowie erste Aussagen zur Wirtschaftlichkeit zu erarbeiten. Die Lagerstättenuntersuchungen wurden auf der Basis der realen Felddaten, die von Shengli Oil zur Verfügung gestellt wurden, mit Rechenprogrammen durchgeführt, wie sie in der Ölindustrie üblich sind. Abb. 2 zeigt als Ergebnis den zeitlichen Verlauf der Schwerölproduktion mit Dampf aus bereits vorhandenen ölgefeuerten Kleindampferzeugern und aus einem HTR-Modul, sowie die an die Dampfinkjektion

anschließende Produktion durch Wasserfluten. Eine Produktionsmenge von 0,5 Mio t/a ist hierbei einem 200 MJ/s-Core des HTR-Moduls zuzuordnen.

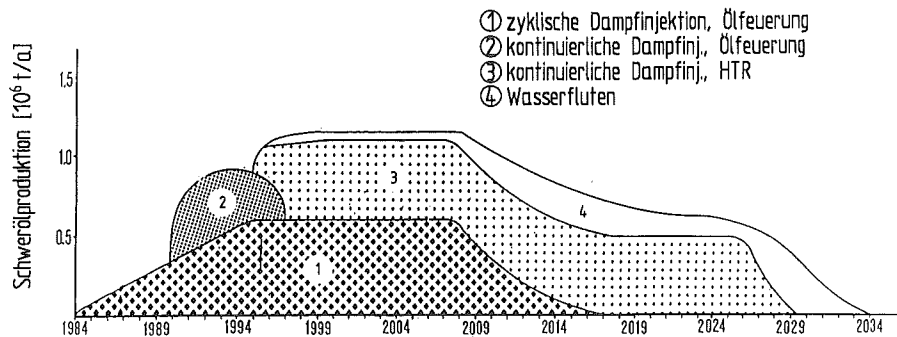


Abb. 2: Projektierte Schwerölproduktion, Feld Shanjasi, mit Injektionsdampf aus HTR

Sie ergibt sich aus dem für das Shanjasi-Feld anzusetzenden Dampf/Öl-Verhältnis von ca. 4 t Dampf pro t Öl und einer jährlichen Dampfleistung von ca. 2 Mio t durch ein 200 MJ/s-Core. Die Bedingungen der gewählten Lagerstätte erfordern einen Dampfdruck von ca. 130 bar.

Für die HTR-Anlage wurde eine Kombianlage mit Gegendruckturbine vorgeschlagen, wobei der erzeugte Dampf etwa zur Hälfte als Injektionsdampf und zur Hälfte für die Stromerzeugung verwendet werden sollte.

Bei den Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen war die Ermittlung des chinesischen Liefer-Anteils von ca. 55 % an der HTR-Anlage von Bedeutung, da dieser zu einer deutlichen Senkung der Investkosten führte. Es ergeben sich Dampfkosten, die über den gesamten betrachteten Zeitraum praktisch konstant ca. 40 DM/t Dampf betragen, wohingegen die Dampfkosten ölgefeuerter Dampferzeuger je nach Annahme der langfristigen Ölpreisentwicklung zeitlich ansteigen und schließlich deutlich über diesem Wert liegen. Ein weiterer Gesichtspunkt ist außerdem, daß bei einem Einsatz des HTR in der Ölindustrie wegen des Wegfalls der konventionellen Dampferzeugung eine beträchtliche Menge von zusätzlichem Öl zur Verfügung

steht, die unmittelbar auf dem Weltmarkt gegen Devisen absetzbar ist. Dies stellt einen wichtigen Ansatzpunkt dar, um eine internationale Kapitalbeschaffung für das HTR-Dampfflutprojekt sicherzustellen.

4. Allgemeine wirtschaftliche Betrachtungen

Im Rahmen einer wissenschaftlichen Studie wurde ein objektiver Systemvergleich zwischen der konventionellen Dampferzeugung mit ölgefeuerten Kleindampferzeugern und der nuklearen Dampferzeugung mit dem HTR durchgeführt /3/. Es wurde ein realitätsnahes Modellprojekt mit einer Betriebszeit von 25 Jahren definiert, welches zur Durchführung einer Sensitivitätsanalyse unter Variation der Einflußparameter die wertmäßige Erfassung aller Kosten und Erlöse ermöglichte.

Es wurde angenommen, daß sich die projektierte Lagerstätte bereits in Produktion befindet, so daß Lagerstätte sowie Geologie bereits erkundet sind. Dies entspricht Verhältnissen, bei denen tertiäre Projekte in der Regel begonnen werden. Der durch Dampffluten gewinnbare Vorrat wurde als ausreichend hoch angenommen, so daß eine HTR-Zweimodulanlage über eine Betriebszeit von 25 Jahren Dampf für das Ölfeld liefern kann. Bei einer Annahme von 20 % Entölungsgrad durch Primär- und Sekundärförderung und einer weiteren Entölung von 20 % durch Dampffluten entspricht dies einer Lagerstätte mit einem ursprünglichen Ölinhalt von ca. 150 Mio. t.

Die HTR-Modulanlage kann feldnah errichtet werden, so daß ein Dampftransport zum Feld über ca. 3 km erfolgen muß. Bei der zentralen konventionellen Dampferzeugung entfällt der Transport zum Feld. Dort ist lediglich die Verteilung auf dem Feld zu berücksichtigen.

Für den Fall, daß durch ein genügend großes Erdölfeld eine hinreichende Flexibilität bezüglich der Dampfaufnahme gegeben ist, kann eine Zweimodulanlage entsprechend Abb. 3 ausgeführt werden, wobei die Stromerzeugung nur zur Eigenbedarfsdeckung vorgesehen ist. Die Kondensation kann allein durch Speisewasservorwärmung erfolgen.

Bei der konventionellen Dampferzeugung ist keine gleichzeitige Stromerzeugung vorgesehen, da die notwendige Flexibilität durch die Kleindampferzeuger gegeben ist. Die installierte Leistung wurde daher für den wirtschaftlichen Vergleich mit $420 \text{ MW}_{\text{th}}$ angenommen, um die gleiche Injektionsdampfmenge wie beim HTR zu erzeugen.

Die jährliche Dampfproduktion ist von der Verfügbarkeit des HTR abhängig. Bei einer Verfügbarkeit von 7500 h/a werden insgesamt 3,8 Mio. Tonnen überhitzter Dampf mit einer spez. Enthalpie von 3221 kJ/kg je Betriebsjahr erzeugt. Für eine

bessere Vergleichbarkeit der Injektionsdampfmengen zu einem Projekt mit konventioneller Dampferzeugung, bei dem in der Regel Dampf mit einer Qualität von 80 % (hier mit 140 bar/336 °C, 2428,24 kJ/kg angenommen) injiziert wird, wurde die vom HTR erzeugte und für die Injektion bestimmte Dampfmenge mit Kaltwasser aufgestockt, so daß sich dieselbe Dampfqualität wie bei der konventionellen Dampferzeugung ergibt. Dies ist z.B. durch 75 % überhitzten Dampf und 25 % Kaltwasserinjektion am Bohrlochkopf zu realisieren. Die gesamte Injektionsdampfmenge beträgt dementsprechend 4,43 Mio t/a.

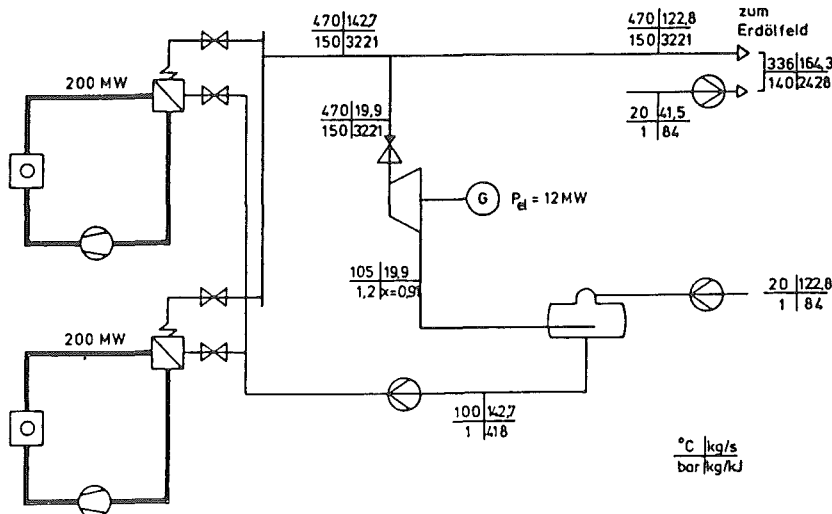


Abb. 3: Schaltbild einer HTR-Zweimodulanlage zur Ölfeld dampferzeugung mit Stromproduktion zur Eigenbedarfsdeckung

Die Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der nominellen Dampferzeugungskosten während der Betriebsphase für die konventionelle Dampferzeugung und die HTR-Alternative unter realistischen Bedingungen unter Einschluß der für die beiden Alternativen jeweils gültigen Dampftransportkosten bis zum Bohrlochkopf. Die Entwicklung der Dampferzeugungskosten bei der konventionellen Alternative erfolgt im wesentlichen in Anlehnung an die gewählte jährliche Preissteigerungsrate von 6% für den eingesetzten fossilen Brennstoff (4 % Inflation und 2 % Preissteigerung).

Dieser starke preissteigernde Einfluß des Brennstoffes ist bei der HTR-Alternative nicht gegeben, da hier die Brennelemente nur ca. 20% der Gesamtkosten verursachen (bei konventioneller Dampferzeugung entspricht der Anteil der Brennstoffkosten ca. 70 % der Gesamtkosten). Zudem kann die Preissteigerungsrate geringer angesetzt werden, da Uran auf dem Weltmarkt wegen des sehr großen Poten-

tials an Lagerstätten im Gegensatz zu konventionellem Rohöl ausreichend verfügbar ist und die Brennelementefertigung auf großen Stückzahlen basiert.

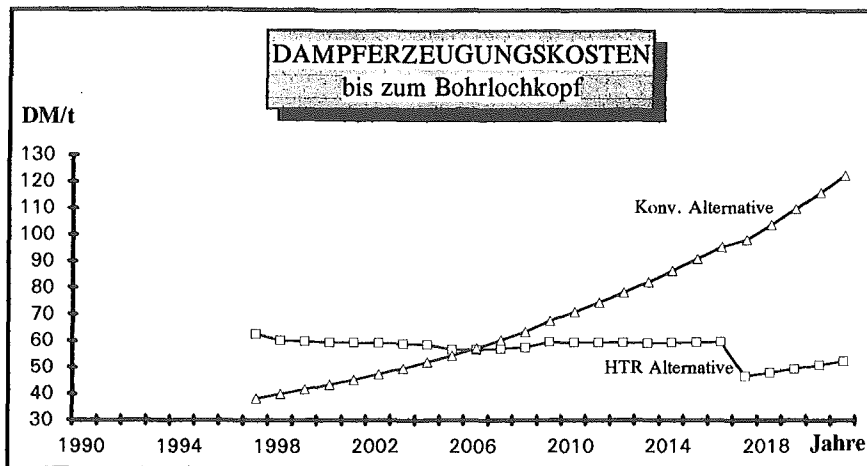


Abb. 4: Dampferzeugungskosten inkl. Dampftransport

Der leichte Rückgang der Dampferzeugungskosten bei der HTR-Alternative ist dadurch begründet, daß die geringer werdende Zinsbelastung die Preissteigerung mehr als aufhebt. In der verbleibenden Betriebsphase nach 20jähriger Abschreibungszeit entspricht der Preisanstieg der Preissteigerungsrate von 2% für die Brennelemente und 4% Inflation für die übrigen kostenverursachenden Positionen.

In Abbildung 5 ist die Struktur der Dampferzeugungskosten, jeweils barwertmäßig über 25 Jahre gemittelt, dargestellt. Hier wird der bereits erwähnte Unterschied deutlich, daß bei der HTR-Dampferzeugung die Kapitalkosten mit ca. 50 % den größten Anteil ausmachen. Bei der konventionellen Dampferzeugung verursacht der Brennstoff mit ca. 70 % die größten Kosten.

Die barwertmäßige Mittelung erlaubt gegenüber der Darstellung der nominellen Preise in Abbildung 4 einen direkten Vergleich beider Dampferzeugungssysteme. Beide Alternativen liegen bei den spezifischen Dampferzeugungskosten bei ca. 40 DM/t.

Somit stellt der HTR eine ernstzunehmende Alternative bei großen Dampfproduktprojekten dar. Nicht zuletzt darf außer Acht gelassen werden, daß bei Einsatz einer

nuklearen Dampferzeugung erhebliche Mengen an fossilem Brennstoff eingespart werden. Darüber hinaus fällt der wirtschaftliche Vergleich deutlich zugunsten der HTR-Alternative aus, wenn kostengünstiges und nicht raffiniertes Rohöl aus der Eigenproduktion z.B. aus Gründen des Umweltschutzes nicht zur Verfügung steht und somit teures Heizöl zur Erzeugung des Dampfes bei der konventionellen Alternative verbrannt werden muß.

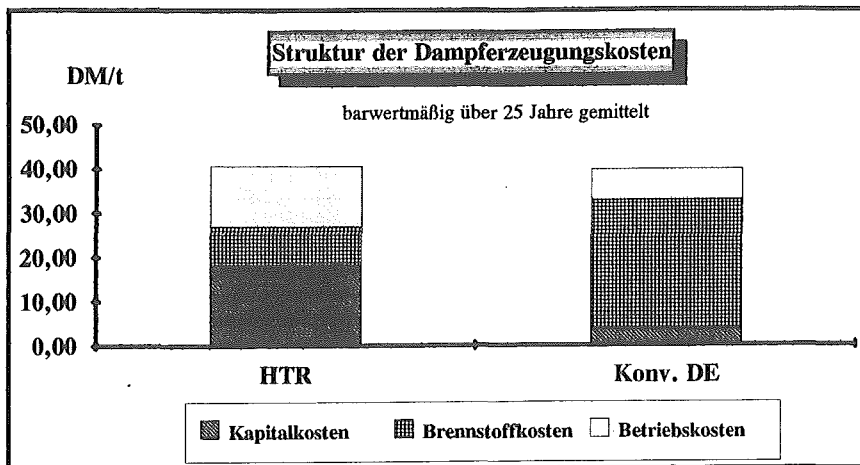


Abb. 5.: Struktur und Höhe der barwertmäßig gemittelten Dampferzeugungskosten

Literatur:

/1/ H.C. Runge:

Die derzeitige Ölpreisentwicklung und ihre Auswirkung auf die Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas, in: Erdöl, Erdgas und Kohle, 1986, Heft 7/8.

/2/ W. Fröhling, K. Kugeler, R.D. Stoll, F. Schwarzkopp, D. Zhong, D. Ye:

Combining Steam Drive Technology and Small Nuclear Steam Plants with Reference to Shengli Oilfield China, in: Proc. of the IVth UNITAR/UNDP International Conf. on Heavy Crude and Tar Sands, Edmonton, 8/1988, Vol. 3.

/3/ F. Schwarzkopp: Planungsgrundlagen und Entscheidungskriterien für die Inangriffnahme eines HTR-Dampfplutprojektes, Dissertation, Aachen, Februar 1990.

Wasserstoff aus Wasser mit Hochtemperatur-Wärme

Karl-Friedrich Knoche Heiko Barnert

1. Einordnung von Wasserstoff als Sekundärenergieträger

Wasserstoff kommt in der energietechnisch nutzbaren Form "Di-Hydrogenium H_2 " in der Natur praktisch nicht vor. Er muß durch Energieumwandlungsprozesse hergestellt werden. Er ist also ein Sekundärenergieträger, so wie z. B. Elektrizität.

Wasserstoff als Sekundärenergieträger hat im Vergleich zu Elektrizität den Vorteil relativ preiswerter Transportierbarkeit, Speicherbarkeit und Mit-Führbarkeit. Dieser Vorteil entsteht im Prinzip durch Nutzung unter Verwendung von Sauerstoff aus der Luft (Luftatmung). Allerdings erfüllt Wasserstoff diese Kriterien nicht so gut wie fossile Energieträger; vielleicht zukünftig ausgenommen, Flüssig-Wasserstoff für den Flugverkehr.

Wasserstoff aus Wasser als Sekundärenergieträger hat im Vergleich zu den fossilen Energieträgern den Vorteil relativer Sauberkeit, Umweltfreundlichkeit und CO_2 -Emissions-Losigkeit. Dieser Vorteil entsteht grundsätzlich durch die Sauberkeit des Ausgangsstoffs Wasser und die Größe des Kreislaufes von Wasser in der Biosphäre sowie durch das Fehlen von Kohlenstoff.

Die weiteren energietechnisch relevanten Eigenschaften von Wasserstoff als Sekundärenergieträger, wie z. B. niedrige Zündenergie, Explosionsgefahr, Wasserstoff-Versprödung, Wasserdampfbildung erfordern anlagentechnische Anpassungen bei großtechnischem Einsatz.

Die Produktion von Wasserstoff und Sauerstoff durch die Spaltung von Wasser aus Wärmeenergie über den Umweg Elektrizität in der sogenannten Elektrolyse ist seit langem bekannt. Diesen Umweg vermeidet der Thermochemische Kreisprozeß, in dem Wärmeenergie direkt in chemische Energie umgewandelt wird. Neuere Primärenergiequellen für Hochtemperaturwärme sind Kernenergie und Solarenergie.

2. Hochtemperaturwärme aus dem HTR

Der primäre Energieumwandlungsprozeß zur Nutzung von Kernenergie ist im allgemeinen die Produktion von Wärme. Physikalisch betrachtet ist Kernenergie reine

Exergie; in der Praxis wird das Temperaturniveau, auf dem die Kernenergie-Wärme produziert wird, stark von den Bedingungen der Neutronen-Kettenreaktion, z. B. Art des Moderators, bestimmt. Für die Nutzung bzw. weitere Umwandlung der Wärmeenergie sollte das Temperaturniveau, auf dem die Wärmeenergie produziert wird, möglichst hoch sein, weil dann der Exergiegehalt der Wärmeenergie hoch ist, und weil Temperatur-Anforderungen für chemische Umwandlungen besser erfüllt werden können.

Unter den entwickelten Reaktortypen ist der Hochtemperaturreaktor HTR der einzige Reaktortyp, mit dem Hochtemperatur-Wärmeenergie, z. B. mit Temperaturen zwischen 950 °C und 250 °C, produziert wird. Dies ist möglich, weil der HTR ein Graphit-moderierter Gas-gekühlter Reaktor ist und das HTR-Brennelement für hohe Betriebstemperaturen, z. B. 1250 °C ausgelegt ist: Das HTR-Core besteht aus keramischen Strukturen. Bei anderen Reaktortypen liegen einschränkende Bedingungen vor, z. B. Temperaturbegrenzung wegen "Flüssig"-Wasser als Moderator und metallische Umhüllung beim Leichtwasserreaktor.

Der Betrieb des AVR (AVR = Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor) in Jülich von 1967 bis 1988 und die Betriebsweise mit erhöhter mittlerer Helium-Austrittstemperatur von 950 °C ab 1974, /1/, haben demonstriert, daß Hochtemperaturwärmeenergie aus Kernenergie produziert werden kann. Der Betrieb des THTR-300 (Thorium-Hochtemperaturreaktor, 300 MWe) in Schmehausen bei Hamm /2/ und anderer Reaktoren in den USA haben, trotz Rückschlägen und kurzer Betriebszeit, die großtechnische Einsetzbarkeit vieler Komponenten aufgezeigt. Die derzeitige Phase der "Überwinterung" in der Bundesrepublik Deutschland, wie von den Herstellern verkündet /3/, /4/, wird wegen grundsätzlicher sicherheitstechnischer Vorteile /5/, Bd. 2, S. 618 und im Wege der Suche nach einem energiepolitischen Konsens /6/, S. 21, sowie der "technologischen Erneuerung im Bereich der nuklearen Sicherheit..... einschließlich der Entwicklung künftiger Reaktorgenerationen" /7/, Punkt 3, überwunden werden können. Die internationale Entwicklung geht weiter, vor allem mit dem Bau des Hochtemperatur-Test-Reaktors HTTR in Japan /8/ und dem geplanten Bau eines HTR-Testreaktors in China /9/.

Vom Konzept her hat der HTR ein Potential zur Erhöhung des Temperaturniveaus, auf dem die Wärmeenergie produziert wird. Die bisherige Festlegung von 950 °C als oberer Temperatur für die mittlere Helium-Austrittstemperatur ist hauptsächlich durch die wärmeübertragenden Komponenten auf der Nutzerseite bestimmt. Von der Seite des HTRs wäre auch ein Temperaturniveau mit Temperaturwerten zwischen z. B. 1050 °C und 450 °C möglich, /10/, p. 105, /11/, S. 2-61.

3. Hochtemperaturwärme aus Solarturmanlagen

In Solarturmanlagen kann Solarenergie so weit konzentriert werden, daß Temperaturen von über 1000 °C erreicht und technisch beherrscht werden können. Für chemische Prozesse, wie zum Beispiel die thermochemische Erzeugung von Wasserstoff, ist das Konzept des sogenannten volumetrischen Receivers besonders attraktiv. In einem volumetrischen Receiver wird der von der Sonnenenergie bestrahlte Raum mit Strukturelementen aus Drahtnetzen, Keramikschichten oder Folien ausgefüllt, an deren Oberflächen die Sonnenstrahlen absorbiert und direkt an den wärmeaufnehmenden Stoff übertragen wird. Auch eine direkte Strahlungsabsorption durch die an der Reaktion beteiligten Stoffe ist denkbar. Der Reaktionsraum selbst wird gegenüber der Außenwelt entweder durch eine Quarzscheibe oder einen Luftschleier abgeschlossen, /12/, Bild 1.

Zur Zeit wird die Eignung volumetrischer Receiver zur Schwefelsäurespaltung untersucht, /13/. Dabei kann die Strahlungsenergie nicht nur im infraroten Strahlungsbereich zur Aufheizung des Reaktionsgemischs, sondern auch im ultravioletten zur direkten fotochemischen Dissoziation des Schwefeltrioxids dienen. Allerdings kann wegen der Spektralverteilung der SO_3 - und SO_2 -Spektren im Ultravioletten nur ein sehr kleiner Anteil der Sonnenenergie zu dieser direkten Spaltung benutzt werden. Bild 2 zeigt die Überlagerung der Transmissionsspektren von Schwefeldioxid und Schwefeltrioxid. Daraus wird deutlich, daß eine nennenswerte Absorption des Sonnenlichts durch diese Gase nur bei sehr kleinen Wellenlängen erfolgen kann, die auf dem äußersten kurzwelligen Rand der terrestrischen Sonnenstrahlung liegen und daher nur eine sehr geringe Photonenausbeute ermöglichen. Immerhin kann aber dabei Schwefeltrioxid schon bei Raumtemperatur merklich zersetzt werden, wie der Anstieg der Strahlungsabsorption durch die Zunahme des Schwefeldioxids mit der Bestrahlungszeit deutlich zeigt, Bild 3. Bei Temperaturen oberhalb 800 °C überwiegt die thermische Zersetzung des Schwefeltrioxids, die allerdings fotokatalytisch beschleunigt zu werden scheint. Die Zersetzungsenergie kann entweder konvektiv eingekoppelt oder durch direkte Strahlungsabsorption im Infraroten an das SO_3 übertragen werden.

4. Wasserstoffherzeugung nach dem Schwefel-Jod-Prozeß

Der sogenannte Schwefel-Jod-Prozeß muß als einer der bestuntersuchten rein thermochemischen Prozesse zur Wasserspaltung angesehen werden. Die ihm zugrundeliegenden verfahrenstechnischen Schritte sind schematisch in Bild 4 dargestellt. In der Sektion 1 wird bei Temperaturen um etwa 100 °C in der Flüssigphase Jod und Schwefeldioxid zu Schwefelsäure und HI umgesetzt. Läßt man die Reaktion mit Jodüberschuß ablaufen, so können die beiden Hauptprodukte in zwei Flüssigkeitsphasen aufgetrennt werden, eine schwere Phase, die nahezu ausschließlich aus HI , Jod und Wasser besteht, und eine leichte Phase, die ein nahezu reines Schwefelsäure-Wasser-Gemisch darstellt. Die Schwefelsäure muß in der Sektion 2

aufkonzentriert und gespalten werden. Dies ist der wesentliche endotherme Reaktionsschritt, der sich für die Einkopplung von Hochtemperaturwärme eignet. Verfahrenstechnisch ist die Wasserstofferzeugung aus dem Jod-Wasserstoff nicht ganz einfach durchzuführen. Die übliche Spaltung in der Gasphase setzt voraus, daß das azeotrope Jod-Wasserstoff-Wasser-Gemisch zunächst aufgetrennt werden muß, bevor die eigentliche Wasserstofferzeugung stattfinden kann. Ein solcher Schritt ist wegen der dabei umzusetzenden riesigen Mengen sehr aufwendig. Deswegen wurde am Lehrstuhl für Technische Thermodynamik der RWTH-Aachen ein Alternativkonzept verfolgt, in dem die Abspaltung des Wasserstoffs aus HI bereits in der Flüssigphase durchgeführt werden kann. Hierbei wird das Jod-Wasserstoff-Wasser-Gemisch auf Temperaturen von etwa 250 bis 280 °C aufgeheizt, wobei der Wasserstoff abgespalten und das freigesetzte Jod in der verbleibenden HI-Lösung aufgelöst wird. Die Bilder 5 und 6 zeigen die Trennkolonnen und die bei stationärem Betrieb notwendigen Mol-Ströme sowie die Konzentrationsprofile in der Kolonne. Auch bei dieser Schaltung müssen große Mengen an Flüssigkeit umgewälzt werden. Der Energieaufwand ist aber beträchtlich kleiner als bei den bisherigen Verfahrenskonzepten.

Die Abtrennung des Wasserstoffs aus der Flüssigphase konnte inzwischen in einer Labortrennkolonnen verifiziert werden, /15/.

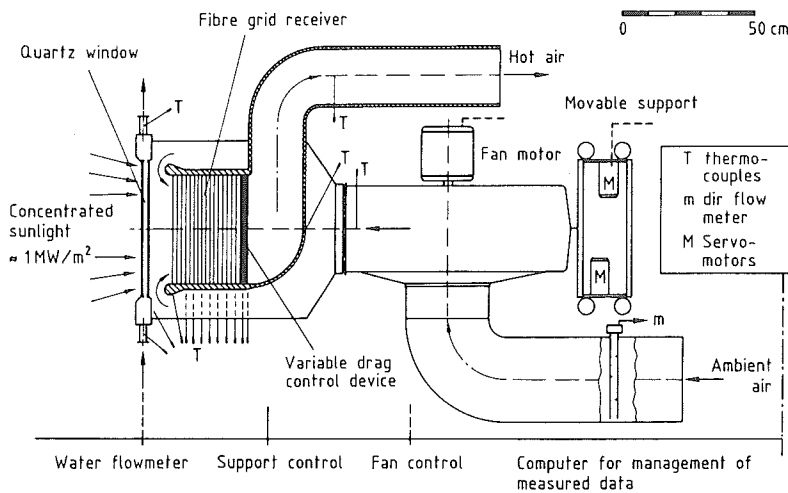


Bild 1: Volumetrischer Receiver für Hochtemperatur-Solarprozesse nach /12/.

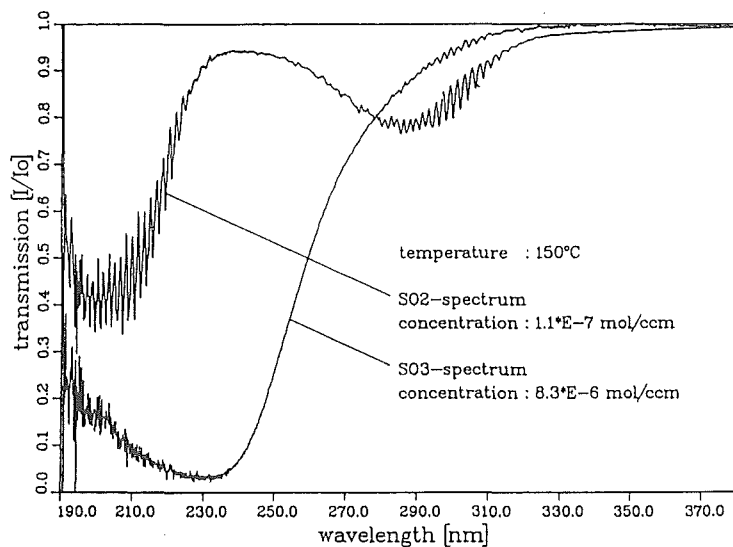


Bild 2: Strahlungsabsorption von SO₃ und SO₂ im UV-Bereich; nach /13/.

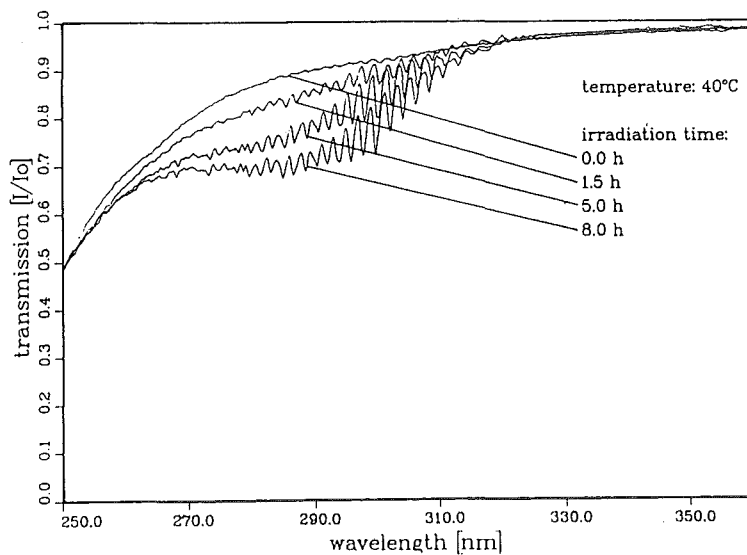


Bild 3: Anstieg der SO₂-Konzentration durch photochemische Zersetzung von SO₃ bei 40 ° nach /13/.

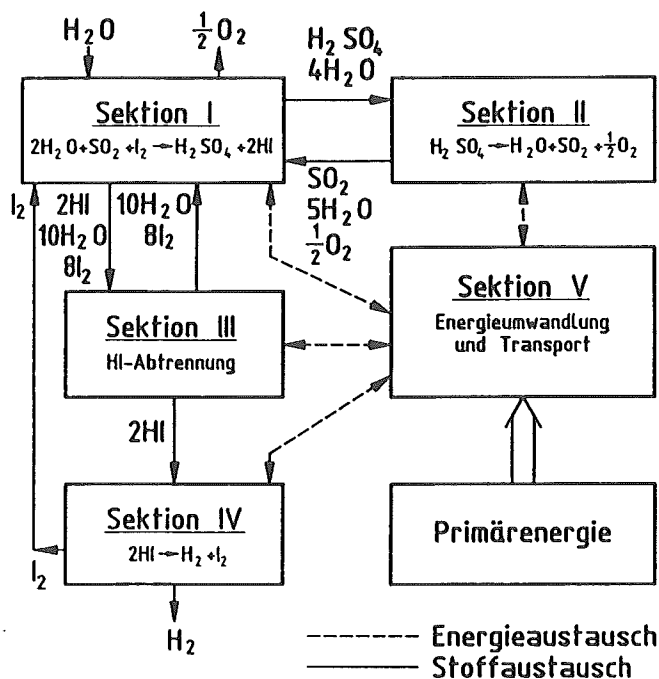


Bild 4: Thermochemische Wasserspaltung nach dem General Atomic Prozeß

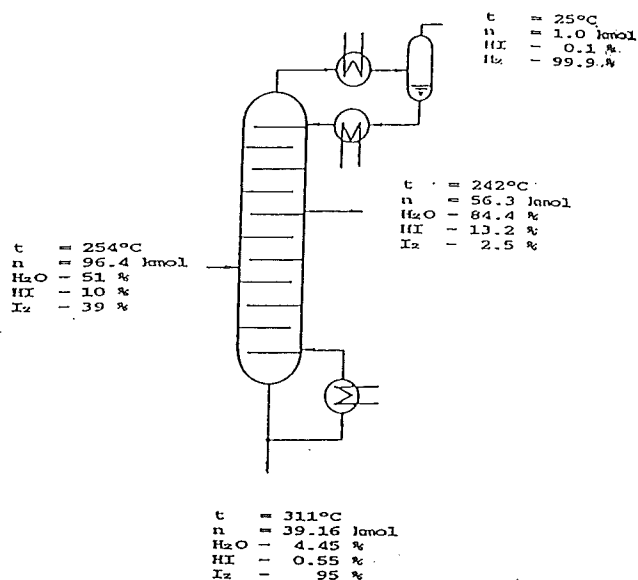


Bild 5: Kolonne zur HI-Zersetzung nach /14/

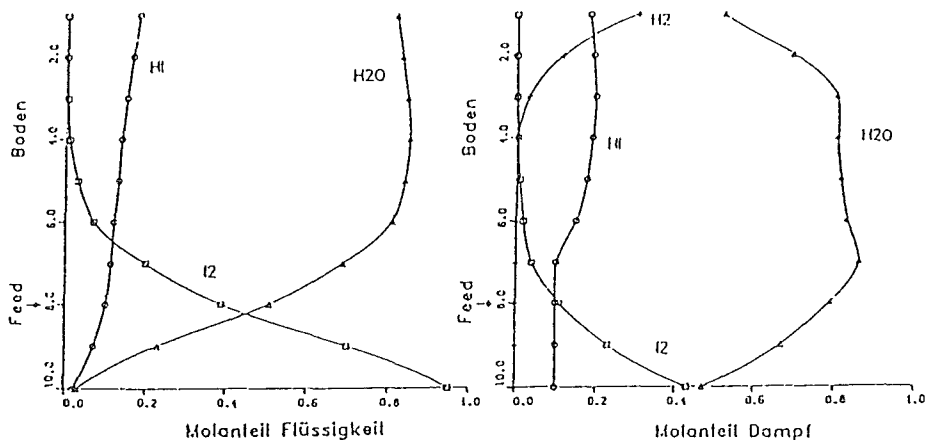


Bild 7: Konzentrationsprofile in der Kolonne zur HI-Zersetzung nach /14/

Literatur

1. Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH: 950 °C at AVR, 27. Februar 1974 at 9.50 a.m. Presseinformation 12.3.1974.
2. Bäumer, R.: Der Hochtemperaturreaktor, Vortrag auf der VDI-Veranstaltung, Neckar-Gruppe Heilbronn, 25.1.1990.
3. von Pierer, H., KWU: Welt bleibt auf Kernkraft angewiesen, WAZ-Interview mit KWU-Chef Heinrich von Pierer, Westdeutsche Allgemeine Zeitung, 2.2.1991.
4. Hibbs, M.: Siting Lack of Global Market, Siemens and ABB Halt HTR Venture, Nucleonics Week, Volume 32, Nr. 8, Febr. 21, 1991.
5. Deutscher Bundestag (Hrsg.): Schutz der Erde: Eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik, zur Sache, Themen parlamentarischer Beratung, Band 1 und Band 2, Bonn 1990.
6. Piltz, K.: Bausteine für einen energiepolitischen Konsens, Wintertagung 1993, Deutsches Atomforum e.V., Bonn, 26. Januar 1993.

7. Rat der Europäischen Gemeinschaften: Entschließung des Rates vom 18. Juni 1992 über die technologischen Probleme der Sicherheit bei der Kernenergie, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, Nr. C172/2, 8.7.1992.
8. Saito, S.: Present Statuts of HTGR Project at JAERI, the 2nd JAERI Symposium on HTGR Technologies, JAERI, Oarai, Japan, October 21-23, 1992.
9. Wang, D., Xu, Y., Wu, Z., Tong, Y., Yu, H.: High Temperature Process Heat Application of Nuclear Energy in China, the 2nd JAERI Symposium on HTR Technologies, JAERI, Oarai, Japan, October 21-23, 1992.
10. Barnert, H., Singh, J.: Medium-Size HTR for Process Heat Applications, 3rd International Seminar on Small and Medium Nuclear Reactors: Planning for World Energy Demand and Supply, Bombay, India, August 26-28, 1991.
11. PNP-Projekt: Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme: Schlußbericht über die F+E-Arbeiten zur Verbesserung und Absicherung der technischen Auslegung und der Wirtschaftlichkeit und zur Vorbereitung der Markteinführung der nuklearen Kohleveredlung, Juni 1992.
12. Winter, C.-J., Sizmann, R.L., Vant-Hull, L.L.: Solar Power Plants, Springer 1990.
13. Dzubiella, M. et al.: Photochemical decomposition rates of sulfur trioxide at high temperatures using sunlight irradiation, in Solar Thermal Energy Utilization, Volume 7, Final Reports 1991, Herausgeber: M. Becker, K.-H. Funken, G. Schneider, Springer Verlag 1992.
14. Roth, M.: Thermodynamische Eigenschaften starker Elektrolyte und deren Anwendung in thermochemischen Wasserzersetzungsprozessen, Dissertation, RWTH-Aachen, 1989.
15. Berndhäuser, Chr.: Thermische Spaltung von Jodwasserstoff aus HI-H₂O-I₂-Lösungen, Dissertation, RWTH-Aachen, 1992.

6.

Spezielle Aspekte der Energietechnik

Damit verbunden sind die Optimierung der Gestalt der Komponente, um die Eigenschaften des Werkstoffes im Werkstück voll auszunutzen und der erfolgreiche Nachweis, daß die angestrebten Betriebsdauern und -zyklen auch erreicht werden können.

Nachfolgend soll an ausgesuchten Beispielen dargelegt werden, wie die erarbeiteten Methoden für die Ertüchtigung der PNP-Komponenten zur Ertüchtigung großer innengekühlter Turbinenschaufeln für Gasturbinen hoher Leistungen (> 100 MW) sowie für die Entwicklung eines Hochtemperaturwärmetauschers angewandt werden. Die gewählten Beispiele machen darüber hinaus die wesentlichen Problemfelder von metallischen Hochtemperaturkomponenten deutlich:

- Bewertung von primären und sekundären (thermisch bedingten) Spannungen nach KTA 3221 (austenitische Fe- und Ni-Legierungen);
- Langzeitstabilität und Kriechermüdung (Superlegierung);
- Langzeitoxidations- und Korrosionsbeständigkeit (Fe-ODS-Legierungen).

Die für die Beispiele herangezogenen Werkstoffe (vgl. Tabelle 1) sind:

- X10NiCrAlTi 32 20 (Alloy 800 bzw. Alloy 800 H), eine zunderbeständige, hochlegierte, austenitische Fe-Ni-Cr-Legierung;
- NiCr23Co12Mo (Alloy 617), eine bis zu hohen Temperaturen hoch oxidationsbeständige NiCr-Legierung, deren Mischkristall durch Co und Mo deutlich verfestigt ist.

Beide Werkstoffe sind schmelzmetallurgisch hergestellt und können durch Warm- und Kaltformgebung zu den benötigten Halbzeugen verarbeitet werden.

- Die über γ -Phase ausgehärteten Superlegierungen vom Typ IN 738 LC als konventioneller Feinguß und eine Modifikation von IN 792 für stengel- bzw. einkristalline Schaufeln, hergestellt durch gerichtete Erstarrung;
- über Oxiddispersate verfestigte und mit pulvermetallurgische Verfahren hergestellte ferritische Fe-Al-Cr-Legierungen mit hoher Oxidationsbeständigkeit im Temperaturbereich oberhalb 1000°C.

Tafel 1: Chemische Zusammensetzung der Werkstoffbeispiele (Mass.-%)

Bezeichnung	C	Si	Mn	Fe	Ni	Cr	Co	Mo	W	Al	Ti	Sonst.
X10NiCrAlTi 32 20 (Alloy 800)	0,08	<0,04	<0,04	R	32	20	-	-	-	0,4	0,4	-
NiCr23Co12Mo (Alloy 617)	0,08	<0,4	<0,4	<1,5	R	23	12	9	-	1,0	0,4	-
Alloy IN 738 LC*	0,08	<0,1	<0,1	<0,2	R	16	6,5	2,5	3,5	3,4	0,9	1,0Ta 0,005B 0,1Zr
Alloy IN 792* mod.	0,05	<0,1	<0,1	<0,2	R	12,4	8,9	2,0	4,1	3,4	3,8	4,0 Ta, 1,2Hf
Alloy MA 956*	0,02	0,17	0,10	R	-	18,3	-	-	-	4,4	0,4	0,3 Y ¹
Alloy PM 2000**	0,02			R	-	20,0				5,6	0,48	0,35 Y
Alloy ODM 751***	0,02	<0,05	0,13	R	-	16,2	-	1,63	-	4,6	0,5	0,4 Y

* Handelsname der Fa. INCO
 ** Handelsname der Fa. PM-Hochtemperatur-Metalle
 *** Handelsname der Fa. DOUR-Metal
 1 In der Form einer Y₂O₃-Dispersion, R = Rest

2. Wesentliche Ergebnisse aus dem HTR-Werkstoffprogramm

2.1 Grundsätzliches

Die Ergebnisse zum Langzeitverhalten (Versuchszeiten bis zu 50.000 h) unter statischen, zyklischen und thermomechanischen Belastungen sind über eine Datenbank gesammelt und statistisch mit metallkundlichen Ansätzen ausgewertet worden. In den ausführlichen Werkstoffdatenblättern zur KTA-Regel 3221, deren Informationsgehalte wesentlich weiter geht als übliche VdTÜV-Blätter oder DIN-Normen, wurden die Auswertungen zu Auslegungsdaten und Dimensionierungsgrößen zusammengefaßt. Auf diese aus werkstofftechnischer Sicht interessante Zusammenstellung soll nachfolgend nicht eingegangen werden. Es soll vielmehr die kennzeichnende Vorgehensweise im Rahmen der Dimensionierung und Festigkeitsnachweise kurz beschrieben werden, weil diese methodische Vorgehensweise sich auch für die Weiterentwicklung von Komponenten für stationäre Gasturbinen und Brennräume fossil beheizter Kessel in Kraftwerken mit höheren Arbeitstemperaturen empfiehlt. Die Vorgehensweise ist nicht mehr die Auslegung nach festen Regeln (design by rules), sondern eine Auslegung unterstützt mit elastischen und inelastischen Analysen (design by analysis). Bei den Analysen werden alle erwarteten Belastungsabläufe hinsichtlich der Wirkung von primären Spannungen, sekundären (thermisch induzierten) Spannungen und Spitzenspannungen beurteilt. Ziele sind:

- Begrenzung der Spannungen und der bleibenden Dehnungen;
- Begrenzung der Schwingbreite von Spannungen und Dehnungen, um Ermüdungsrisse zu vermeiden;
- Nachweis der geometrischen Integrität der Komponente bei gestörten Belastungszuständen unter Berücksichtigung von bruchmechanischen Methoden.

2.2 Dimensionierung von lastabtragenden Wandstärken

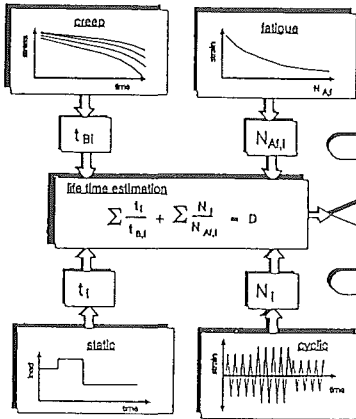
Alle Belastungsbedingungen, die durch Drücke, Temperaturen und ihrer Dauer bestimmt sind, werden erfaßt und in Form einer linearen Beziehung der Robinson-Regel zur zulässigen Ausnutzung D_c zusammengefaßt:

$D_c = \sum t_i/t_{mi} \leq 1$; t_i ist die Dauer des Spannungsniveaus σ_i bei der Temperatur T_i , t_{mi} die zugehörige zulässige Belastungsdauer bei den vorgenannten Spannungs- und Temperaturpaarungen.

Die Ausnutzung durch wechselnde Ermüdungsbelastung D_f wird abgeschätzt nach der Palmgreen-Miner-Regel: $D_f = \sum N_i/N_{izul} \leq 1$, worin N_i die aktuelle Zyklenzahl bei der Schwingspielbreite $\Delta\epsilon_i$ bei der Temperatur T_i und N_{izul} die zulässige Schwingspielzahl gemäß der Auslegungskurven darstellt.

Die Vorgehensweise ist in Abb. 1 schematisch dargestellt. So werden zu starke Wanddicken für drucktragender Rohre und Behälter vermieden. Für Komponenten oder Bauteilen mit geometrischen Diskontinuitäten führt diese Vorgehensweise zur Optimierung der geometrischen Gestaltung einerseits und zur besseren Ausnutzung der Werkstoffeigenschaften in der Komponente andererseits.

materials data



loading parameter

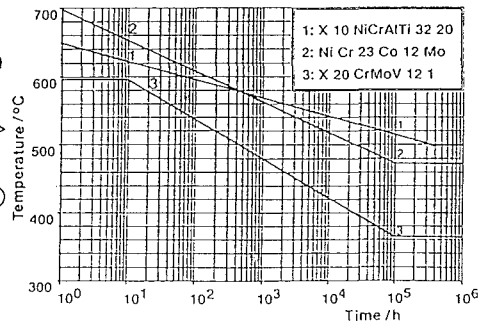


Abb. 1: Schema zur Bestimmung der zulässigen Anzahl von Betriebszyklen und der Betriebsdauer nach KTA 3221.2

Abb. 2: "Creep cross over"-Kurve nach KTA 3221.2 für drei hochlegierte hochwarmfeste Stähle und Legierungen

2.3 Begrenzung der Spannungen und Dehnungen im Rahmen der Festigkeitsnachweise

Die Begrenzung der äußeren Spannungen (primären Spannungen) erfolgt durch Vergleich mit dem zulässigen Spannungsvergleichswert S_T , der im KTA-Regelwerk 3221 als das Minimum der Werte $R_{mT}/1,35$; $R_{p1\%T}$; $R_{m,3,T}$; $R_{m,T}$ ($T=T_Q+15K$) vorgeschlagen wird. Kurze Belastungsereignisse können zu Spannungstransienten führen. Mit Hilfe der erarbeiteten "creep cross over"-Kurven kann abgeklärt werden, ob zur Ermittlung der Schwingspiele ein elasto-plastisches Werkstoffverhalten (Bereich unterhalb der Kurven) oder ein kriechbestimmtes Verformungsverhalten zu unterstellen ist (Abb. 2). Die Begrenzung der inelastischen Dehnungen sind nach KTA 3221:

$$\epsilon_m \leq 1 \% \quad (\text{Membranspannungen})$$

$$\epsilon_b + \epsilon_m \leq 2 \% \quad (\text{Membran- und Biegespannungen})$$

$$\epsilon_s + \epsilon_p + \epsilon_m \leq 5 \% \quad (\text{Dehnungen an lokalen Wandstärkendiffehenzen})$$

In verwandter Weise muß bei der Beurteilung von großen innengekühlten Turbinenschaufeln vorgegangen werden, wenn die Werkstoffeigenschaften bestens ausgenutzt werden sollen.

2.4 Beurteilung des Kriechratchetingverhaltens

Ein besonderes dehnungsorientiertes Phänomen resultiert bei Hochtemperaturkomponenten aus der Überlagerung thermisch induzierter zyklischer Spannungen mit den durch äußere Lasten anstehenden Spannungen. Ein Beispiel: wechselnder Temperaturgradient über der Wand eines unter Innendruck stehenden Rohres.

Bei hohen Temperaturen kriecht die Komponente zunächst unter der permanenten primären Last. Die behinderten thermischen Wärmedehnungen über der Wand erzeugen Spannungen, wodurch ein Anwachsen in der axialen Kriechrate erzwungen wird. Zum besseren Verständnis dieses Phänomens wurden dickwandige Rohre des Werkstoffs Alloy 800 einer konstanten axialen Last unterworfen und vermöge einer Hochfrequenz-Induktionsheizung (Nutzung des Skin-effektes) der Außenhaut des Rohres periodisch Wärme aufgezungen (10 Sekunden), um dann in der zweiten Halbperiode die Wärme nach außen wieder abzugeben. Nach einer Einfahrzeit unter konstanter Last und Temperatur (rund 900°C) wurde die Probe dann den thermisch zyklischen Belastungen ausgesetzt.

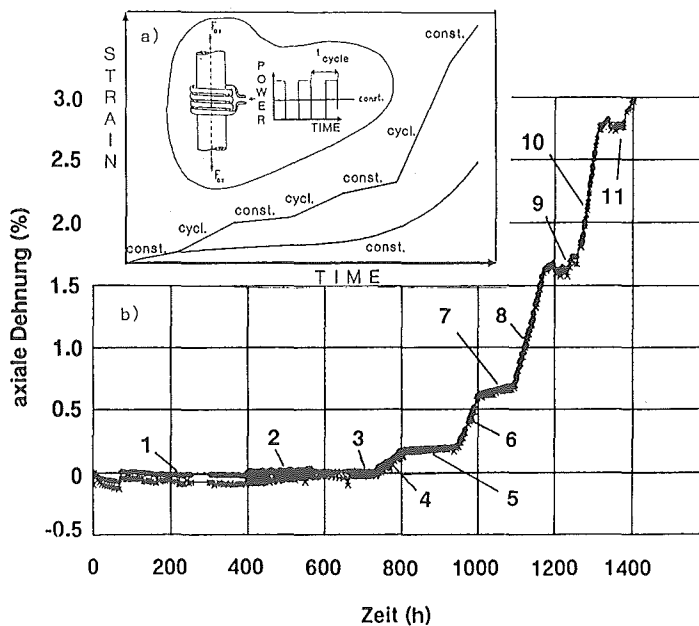


Abb. 3: Vergleich des idealen (Schema a) mit dem vom Werkstoffverhalten bestimmten realen Bauteilverhalten (Abb. b) bei Ratchetingbelastung

Abb. 3 zeigt die axiale bleibende Dehnung des belasteten Rohres. Würde ideales Werkstoffverhalten vorliegen, so müßte nach Erreichen der stationären Kriechrate beim Überlagern einer Ratchetingbelastung eine Beschleunigung der Kriechrate auftreten, die beim Wegnehmen dieser Belastung auf das Niveau bei stationären Belastungsbedingungen abfällt (Abb. 3a). Das Rohr aus Alloy 800 zeigt wegen Gefügeveränderungen kein echtes primäres Kriechen, nach einem Anfangskriechen unter den konstanten Belastungen nimmt die bleibende Kriechdehnung stetig zu. Während der überlagerten Ratchetingbelastung (2, 4, 6...) steigt die Kriechdehnung deutlich stärker an als unter konstanter Last.

Vermöge einer inelastischen Analyse konnte eine Erhöhung der Kriechdehnrate um einen Faktor 2 bis 3 ermittelt werden. Experimentell wurden Erhöhungen bis zu 10 beobachtet, die durch metallkundliche Vorgänge, insbesondere durch die Kinetik der Karbidausscheidungen, erklärt werden können. Für die werkstoffmechanische Beurteilung ist es also notwendig, metallkundlich begründete Stoffgleichungen aufzustellen.

3. Entwicklung eines strukturabhängigen Werkstoffmodells für Turbinenschaufeln aus Superlegierungen

3.1 Herleitung des strukturabhängigen Werkstoffmodells

Unter Nutzung der Methoden zur Datenanalyse, wie sie für die HTR-Werkstoffe entwickelt wurden, sind eine große Anzahl von Langzeituntersuchungen zum Kriech- und Ermüdungsverhalten zur Entwicklung des "strukturabhängigen Werkstoffmodells" ausgewertet werden. Ihm liegt als Fließgleichung ein Potenzgesetz $\dot{\epsilon}_i = K (\sigma - \sigma_i)^N$ zugrunde, in welchem die innere Spannung σ_i das Verfestigungsverhalten beschreibt. Den Gefügevorgängen soll die Aufteilung der inneren Spannung σ_i in einem von der Versetzungsdichte in der Matrix abhängigen Anteil σ_b (backstress) und in einem von der Menge und Größenverteilung der γ' -Teilchen abhängigen Anteil q (Reibspannung), gemäß: $\sigma_i = \sigma_b + q$; Rechnung getragen werden. Während σ_b sowohl von dem Volumenanteil der Matrix als auch von der Versetzungsdichte in der Matrix abhängt, wird q von dem Volumenanteil der Ausscheidungsteilchen und von der Teilchengröße bestimmt. σ_b und q haben ein unterschiedliches Langzeitverhalten, welches bei σ_b aus der zeitlichen Veränderung der Dichte an beweglichen Versetzungen resultiert und bei q sich aus der zeitlichen Veränderung der Teilchenmenge und der Teilchengröße ergibt.

Im Falle quasistationären Kriechens steht σ_b mit der Dichte der beweglichen Versetzungen im Gleichgewicht und strebt dort dem Grenzwert σ_b zu. Die Geschwindigkeit mit der sich σ_b bei einer vorgegebenen Belastung diesem Grenzwert nähert, hängt von dem momentanen Abstand vom Grenzwert und von der momentanen Dehnrates, entsprechend $\dot{\sigma}_b = \lambda_0 \dot{\epsilon}_i (\sigma_b - \sigma_b)$, ab.

Für eine gegebene Temperatur kann der Volumenanteil an γ' -Teilchen als konstant angesehen werden, jedoch wächst bei abnehmender Teilchenzahl die Teilchengröße. Das Radiuswachstum gehorcht dem Ansatz (Ostwald-Reifung): $r \sim t^{1/3}$. Für den Zusammenhang zwischen Dehngeschwindigkeit und Teilchengröße ist der Mechanismus der Teilchen-Versetzungs-Wechselwirkung maßgebend:

Für Superlegierungen werden drei Mechanismen bei der Formulierung betrachtet und aufgrund von theoretischen Überlegungen folgende Zusammenhänge formuliert:

- Schneiden von Teilchen durch einzelne Versetzungen; $\dot{\epsilon}_i \sim r$ für $r < r_s$
- Schneiden von Teilchen durch Versetzungspaare; $\dot{\epsilon}_i \sim 1/r$ für $r > r_s$
- Umgehen von Teilchen durch Versetzungen.

mit r_s als werkstofftypische kritische Teilchengröße.

Zur Übertragung ins Mehrachsige werden die einachsigen Spannungen zunächst durch Tensoren ersetzt. Bei Beachtung der Volumenkonstanz während der plastischen Verformung müssen in geeigneter Weise die von Mises'sche Effektivspannungen (Vergleichsspannungen) und die Spannungsdeviatoren eingesetzt werden. So ergibt sich ein Satz von mehrachsigen formulierten Gleichungen, die über UMAT-Routinen in das ABAQUS-Programm implementiert werden. Mit diesem Modell werden die inelastischen Analysen für die Modellschaufeln und typischen Schaufeln der Industriepartner durchgeführt.

3.2 Das Schaufelexperiment

Die Verifikation vom Modell soll sich eng an einem realen Bauteil orientieren. Die Belastungen sollen die Belastungssituation widerspiegeln, d.h. die wesentlichen Elemente von kriebelastungs-, dehnungs- und temperaturgesteuerter Wechselbelastung enthalten und lediglich im Maßstab so erhöht sein, daß die Experimente in angemessener Zeit zu einem Ergebnis führen. Für die Verifikationsversuche stellt die Form der Modellschaufel hohe Anforderungen an die Prüftechnologie. Die Probleme erwachsen im wesentlichen aus der Unsymmetrie des Schaufelblattes, die zu schwer kontrollierbaren Biegemomenten bzw. Biegespannungen unter statischer und dynamischer Belastung führen kann. Es ist daher entscheidend, daß die Schwerelinie der Schaufel mit der Lastlinie im Versuch in Übereinstimmung gebracht wird.

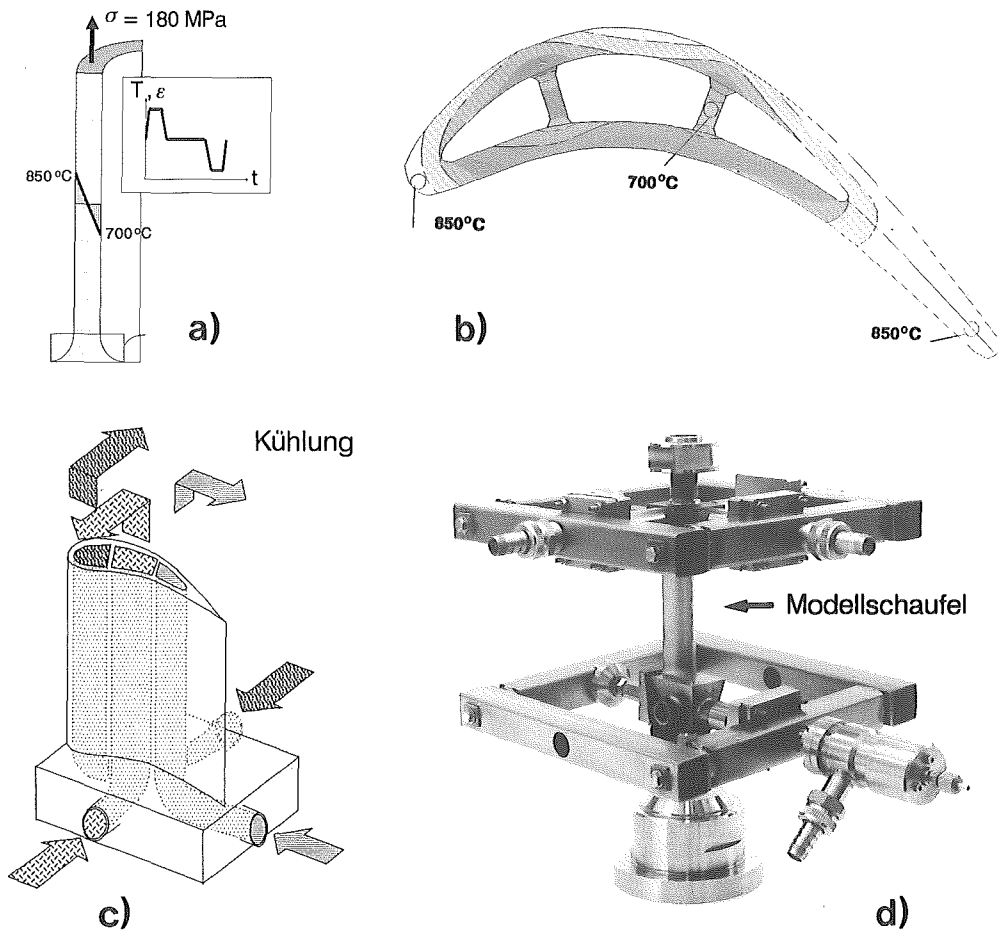


Abb. 4: Versuche mit Modellschaufel
 a) angestrebte Belastungsbedingungen
 b) eingestellte Verteil. von Temperatur und Spannung in der Schaufel
 c) Schema für die Kühlung
 d) Versuchsaufbau

Die Beheizung und Kühlung der Schaufel erweist sich ebenso als schwierig. Beheizt wird die Schaufel durch eine HF-Induktionsheizung ähnlich wie bei dem zuvor beschriebenen Ratchetingversuch. Aufgrund des hohen Temperaturgradienten ist eine Leistungsankopplung von etwa 25 kW erforderlich, bei gleichzeitig hoher Einkoppelfrequenz, um eine geringe Eindringtiefe (Nutzung des Skin-effektes) zu gewährleisten.

Die Kühlung der Schaufel erfolgt über Preßluft mit einem Verteilungs- und Dosiersystem, welches mit den drei Kühlkanaleinlässen (unten) bzw. -auslässen (oben) verbunden wird (Abb. 4).

Auf der Grundlage von betriebsähnlichen Zyklen besteht die Belastung der Modellschaufel aus einer konstanten Zugspannung von $\sigma = 180 \text{ MPa}$ zur Simulation der Fliehkräfte, einem Temperaturgradienten von maximal 150°C über der Wand bei maximal 850°C Außentemperatur. Zugleich werden in abgestuften Schritten zusätzliche thermische und/oder thermomechanische Zyklierungen aufgebracht. Die zur Zeit laufenden Verifikationsversuche deuten auf eine gute Vorhersagbarkeit des Spannungs-Dehnungs-Verlaufes mit dem entwickelten "Strukturabhängigen Werkstoffmodell" hin.

3.3 Weiterentwicklung

Mittelfristig werden auch in großen stationären Gasturbinen stengel- und einkristalline Schaufeln eingesetzt. Nur so können die hohen Gastemperaturen beherrscht werden. Die stengel- als auch die einkristallinen Schaufeln haben anisotrope Verformungseigenschaften. Wie Abb. 5 zeigt, ist die Spannungsverteilung in einer Schaufel mit anisotropem Gefüge deutlich anders als in einer mit gleichmäßiger Kornverteilung. Das für die Turbinenschaufeln mit gleichverteiltem Korngefüge ermittelte strukturabhängige Werkstoffmodell muß nun hinsichtlich der Anisotropie fortentwickelt werden.

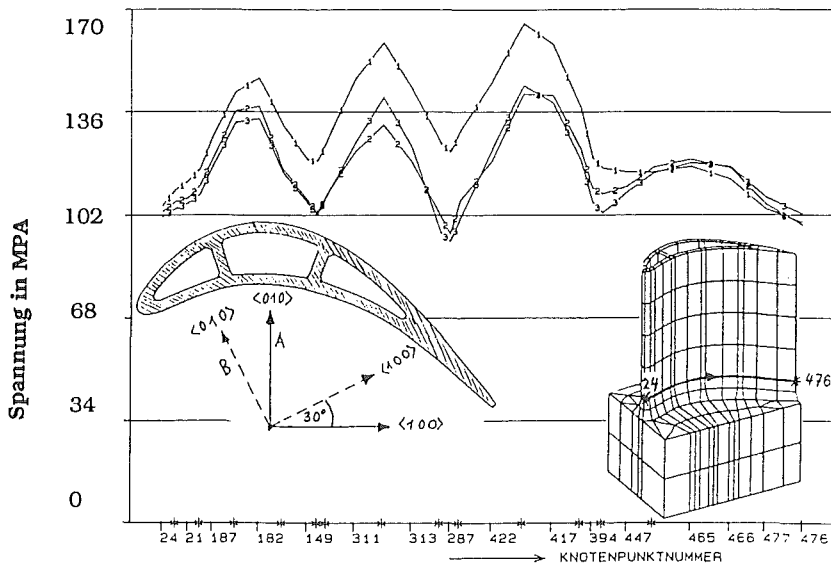


Abb. 5: Axiale Spannungscomponenten in einer SC-Turbinenschaufel entlang des angegebenen Pfades im Übergang Schaufelblatt zu Schaufelfuß: (1) isotrop, (2) orthotrop, (3) anisotrop.

wenn der Gehalt der Legierung an Aluminium so weit verringert worden ist, daß sich eine stabile Aluminiumoxidschicht nicht mehr bilden kann. Dann überwuchern schnell wachsende eisenreiche Oxide restliche Aluminiumoxidteilchen, wodurch eine katastrophale, die "Break-Away-Oxidation" auftritt. Obwohl das Aluminiumoxid auf Fe-Basis-ODS-Legierungen gute Haftung besitzt, können bei Langzeitbelastungen kritische Dicken der Schicht erreicht werden, die beim thermischen Zyklieren zum Abplatzen neigen. Im Laborversuch zeigt sich dieser Effekt durch eine Abweichung der Gewichtszunahme vom parabolischen Verlauf des Schichtwachstums. Bei Aluminiumoxid auf ODS-Legierungen liegt die kritische Dicke bei ungefähr 10-20 μm , was einer Gewichtszunahme von ca. 2-4 $\text{mg} \cdot \text{cm}^{-2}$ entspricht. Die Zeit bis zum Erreichen dieser Werte wird natürlich erheblich kürzer, wenn die Temperatur höher liegt; die kritischen Schichtdicken selbst scheinen in diesem hohen Temperaturbereich weitgehend temperaturunabhängig zu sein.

4.3 Das "Oxidationsdiagramm"

Da der minimale Aluminiumgehalt einer Legierung für die Nachbildung der Oxidschicht im Labor ermittelt werden kann, ist es möglich, die Zeit bis zur Break-Away-Oxidation zu berechnen. Abb. 6 zeigt für einige ODS-Legierungen diese Zeit als Funktion der Wanddicke (d.h. des Aluminium-Reservoirs) unter der Annahme, daß eine Rohrwand auf beiden Seiten mit gleicher Oxidationsrate Schutzschichten ausbildet. Die durchgezogene Linie gibt die Zeit bis zum Break-Away für den Fall an, daß kein lokales vorzeitiges Abplatzen der Oxidschicht auftritt, die Aluminiumkonzentration im Metall verringert sich nur durch das kontinuierliche Wachstum der Oxidschichten. Als Konzentration des Aluminiums, nach deren Erreichen eine schützende Oxidschicht nicht mehr gebildet werden kann, wurde bei der Berechnung von dem mittels Elektronenstrahlmikrosonde bestimmten Wert von 1,3 Mass-% ausgegangen.

Die gestrichelte Linie ist berechnet worden unter der Annahme, daß zusätzlich Schichtabplatzungen auftreten, und zwar nach Erreichen einer Schichtdicke von 10 μm , was einer Gewichtszunahme von etwa 2 $\text{mg} \cdot \text{cm}^{-2}$ entspricht. Es wird angenommen, daß sich die Schicht immer mit der ursprünglichen Wachstumsrate nachbildet und daß die Aluminiumdiffusion zur Oberfläche so schnell ist, daß das Aluminiumkonzentrationsprofil über die Wanddicke flach bleibt.

Der Verlauf des Wachstums in einer Reihe von Oxidationsexperimenten ist in Abb. 7 dargestellt. Die Extrapolation von Kurzzeitversuchen, die ein parabolisches Wachstum der Oxidschicht ergeben, führt offensichtlich zu falschen Resultaten, denn zu einem bestimmten Zeitpunkt tritt praktisch ohne Vorankündigung katastrophale Oxidation ein. In Abb. 6 sind diese Zeiten für einige ODS-Legierungen als Funktion der Wandstärke eingetragen.

Die Berechnungen werden gut durch die Versuchsergebnisse bestätigt. Eine typische Komponente mit einer Wanddicke von ungefähr 2 mm läßt danach bei 1200°C nur Lebensdauern erwarten, die unter 10 000 h liegen. Das Diagramm zeigt für die neuentwickelten ODS-Legierungen (PM 2000, ODM 751) eine deutlich längere Lebensdauer. Die Oxidwachstumsrate fällt mit fallender Temperatur stark ab, wodurch die Lebensdauer stark zunimmt. So errechnet sich z.B. für MA 956 bei 1100°C bei der gleichen Komponentenwandstärke von 2 mm eine Lebensdauer von etwa 100.000 h /6/.

4. Begrenzung der Lebensdauer von dünnwandigen Hochtemperaturwärmetauscher-Rohren durch Oxidation

4.1 Grundsätzliches zur Hochtemperaturkorrosion

Eine weitere kritische Eigenschaft, die die Anwendbarkeit von metallischen Konstruktionswerkstoffen für Hochtemperaturkomponenten begrenzen kann, ist ihr Widerstand gegenüber korrosiver Schädigung durch die Betriebsatmosphäre. Der Schutz von metallischen Hochtemperaturlegierungen gegen Korrosion beruht auf der Bildung und den Erhalt von schützenden Oxidschichten. In den Energieumwandlungsanlagen sind es meist Chrom- oder Aluminiumoxid-schichten, da diese Oxide eine langsame Wachstumsrate, eine niedrige Gasdurchlässigkeit und eine hohe thermodynamische Stabilität zeigen.

Im Rahmen des Projektes PNP wurde die Erfahrung bestätigt, daß nur durch systematische Aufklärung der auftretenden Korrosionsmechanismen die Schädigungsvorgänge durch Gas/Metall-Wechselwirkungen bei hohen Temperaturen beherrscht werden können. In einer PNP-Anlage waren die metallischen Komponenten für den Betrieb bei $T < 950^{\circ}\text{C}$ vor Auf- oder Entkohlung zu schützen. Umfangreiche Untersuchungen führten zu realisierbaren Vorgaben für den Betrieb einer PNP-Anlage /6,7/. Mit der Kontrolle und Begrenzung der Verunreinigungsgehalte im Primärkreislauf Helium konnte die Integrität der Komponenten für die gesamte Betriebsdauer gewährleistet werden.

Für den Einsatz bei noch höheren Temperaturen (über 1000°C) gehören Legierungen auf der Basis Eisen-Chrom-Aluminium zu den beständigsten Materialien, wenn ihr Aluminiumgehalt größer als etwa 5 % ist. In oxidierenden Atmosphären bilden sie eine Aluminiumoxiddeckschicht, die die Legierung vor weiterem Angriff schützt. Die Haftung dieser Oxidschicht und damit ihr Bestand über lange Zeiten wird deutlich verbessert durch kleine Konzentrationen von reaktiven Elementen, speziell Yttrium. Ein ähnlich günstiger Effekt kann erreicht werden, wenn man eine kleine Menge (0,5 Mass-%) einer Yttriumoxiddispersion hinzufügt, wodurch man die "Oxide-Dispersion-Strengthened (ODS) Alloys" erhält. Sie haben den zusätzlichen Vorteil, eine signifikant höhere Zeitstandfestigkeit als vergleichbare Legierungen ohne die Yttriumoxiddispersate aufzuweisen.

ODS-Legierungen in Blech- oder Rohrgeometrie werden deshalb ins Auge gefaßt als Konstruktionsmaterial für Brennkammern von Gasturbinen und für Wärmetauscher für die Übertragung der Abhitze von Brenngasen.

Die Untersuchungen des Korrosionswiderstandes führten zu einem mathematischen Modell /8,9/, das die Berechnung der durch die Oxidation begrenzten Lebensdauer für eine Hochtemperaturkomponente gestattet.

4.2 Die Bildung der Oxidschicht

Die Oxidation von ODS-Legierungen bei Temperaturen über 1000°C bewirkt nicht den üblichen Wandstärkeverlust durch Verzunderung; eine Beschränkung der Betriebsdauer dieser Legierungen durch Oxidation wird durch einen anderen Mechanismus bestimmt. Es bildet sich zunächst eine Aluminiumoxidschicht von nur wenigen μm Dicke, so daß die geometrische Wandstärkenschwächung dabei außer Betracht bleiben kann.

Der Oxidationswiderstand der Legierung ist gegeben durch die Fähigkeit, eine Aluminiumoxidschicht auch nach wiederholtem Verlust ("Abplatzen") neu zu bilden. Dieses Abplatzen geschieht durch die unvermeidlichen Temperaturwechsel, die Spannungen durch Unterschiede in der thermischen Ausdehnung von Oxid und Metall erzeugen. Die Neubildung der schützenden Schicht hört auf,

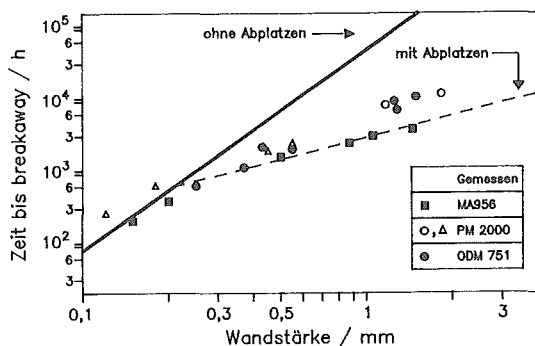


Abb. 6:
Berechnetes Oxidationsdiagramm für die ODS-Legierung MA 956 für 1200°C im Vergleich zu Meßwerten, die mit mehreren ODS-Legierungen erhalten wurden.

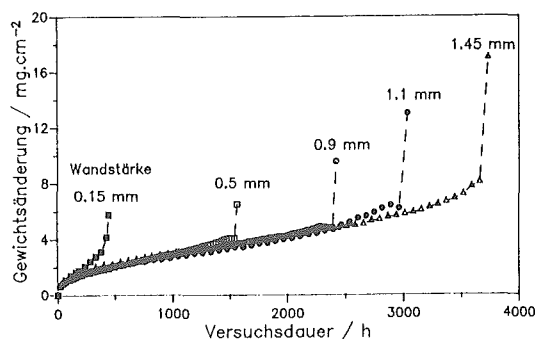


Abb. 7:
Oxidation von MA 956 bei 1200 °C von Proben mit verschiedenen Wandstärken

4.4 Folgerungen

Gegenüber einem herkömmlichen Wanddickenabschlag bei der Auslegung von Wärmetauschern, der von einem kontinuierlichen Materialverlust durch Verzungung ausgeht, ist bei ODS-Legierungen ein anderer Mechanismus wirksam: eine Rohrwand ist unter einer dünnen, schützenden Aluminiumoxidschicht über eine bestimmbare Einsatzzeit geometrisch stabil, bis, durch Verbrauch des das Oxid bildenden Legierungselementes eine Nachbildung der Schutzschicht an defekten Stellen nicht mehr möglich ist. Zu diesem Zeitpunkt tritt dann eine schnelle, praktisch katastrophale Zerstörung der Komponente durch die Bildung von instabilen Oxiden des Basismaterials (Fe, ggfs. auch Ni) auf. Dieser Effekt kann aus Kurzzeitversuchen nicht gefolgert werden. Für einen sicheren Betrieb einer Komponente war daher der Mechanismus der Werkstoffschädigung zu klären und ihn in Form einer mathematischen Beschreibung der Auslegung zugänglich zu machen. Das Resultat ist das Oxidationsdiagramm, mit dem Begrenzungen für die Betriebsdauer vorhergesagt werden können, auch bei Temperaturen, für die die experimentelle Ermittlung der katastrophalen Oxidation unvertretbar lange Versuchszeiten erfordern würde.

5. Schlußbemerkung

Mit dieser Arbeit wurde versucht, einen Bogen zu schlagen von den Untersuchungen zur Ertüchtigung von Werkstoffen für nukleare Hochtemperaturanlagen hin zu den Anstrengungen, die auf der werkstofftechnischen Seite zur Verbesserung der Komponenten in umweltfreundlichen Kraftwerken mit hohem Wirkungsgrad durchgeführt werden müssen. Die Beispiele zeigen die Bedeutung von grundlegenden Arbeiten der Werkstoffentwicklung und -qualifizierung, ohne die Fortschritte in der Energietechnik nicht erreichbar sind.

6. Literatur

- /1/ R.G. Post, K. Wirtz, H. Nickel, P.L. Rittenhouse
Special Issues on High-Temperature Gas-Cooled Reactor Materials
Nuclear Technology; July, Aug., Sept. (1984)
- /2/ F. Schubert
Design and Construction Rules for Components of Helium Cooled High
Temperature Reactors (HTR) in "High Temperature Structural Design"
ESIS Publication 12, ed. L.H. Larsson, S. 85-126 (1992)
- /3/ KTA 3221 "Metallische HTR-Komponenten"
Teil 1: Herstellung von Werkstoffen und Erzeugnisformen
KTA-Dok.-Nr. 3221.1/92/2 (1992)
Teil 2: Auslegung, Konstruktion und Berechnung
KTA-Dok.-Nr. 3221.-/92/4
- /4/ F. Schubert, H.J. Penkalla, H. Nickel
"Ein strukturabhängiges Werkstoffmodell für innengekühlte
Gasturbinenschaufeln"
Z. Metallkd. 83 (1992) 6, S. 416
- /5/ A. Schmidt-Plutka, G. Breitbach, F. Schubert, H. Nickel
"Verformungsverhalten dickwandiger Rohre aus X10NiCrAlTi 32 20 unter
thermomechanischen Beanspruchungen (Ratcheting)
Jül-2681, Dissertation 1992 an der RWTH-Aachen
- /6/ R.A.U. Huddle
Proceedings International Conference on "High Temperature Reactor and
Process Application", London, November 1974, The British Nuclear Society,
p. 401
- /7/ W.J. Quadakkers, H. Schuster
"Corrosion of High Temperature Alloys in the Primary Circuit Helium of
High Temperature Gas Cooled Reactors"
Part I: Theoretical Background, Werkstoffe und Korrosion 36 (1985), 141
W.J. Quadakkers
Part II: Experimental Results, Werkstoffe und Korrosion 36 (1985), 335
- /8/ W.J. Quadakkers, M.J. Bennett
Eingereicht zur Publikation in Mat. Sci. Technol. (1993)
- /9/ W.J. Quadakkers, A. Elschner, W. Speier, H. Nickel
Appl. Surf. Sci. 52 (1991), 271

Herstellung neuer keramischer Werkstoffe und Komponenten für energietechnische Anwendungen

Detlev Stöver Hans Peter Buchkremer Werner Malléner

1. Einleitung

'Werkstoffentwicklung für die Energietechnik' heißt seit einigen Jahren das Thema entsprechender Aktivitäten im Forschungszentrum Jülich. Mit Sicht auf gegenwärtige und zukünftige energietechnische Anwendungen soll Werkstoffforschung und Entwicklung gezielt Werkstoffe, Bauteile und Komponenten bereitstellen, um neue oder fortschrittlichere Lösungen für Energiewandlungsverfahren zu ermöglichen. In diesem Programm werden metallische, keramische und Verbundwerkstoffe für verschiedene Bereiche der Anwendung wie Gas- und Dampfturbinen, Brennstoffzellentechnik (SOFC = Solid Oxide Fuel Cell) und kontrollierte Kernfusion behandelt. In diesem Beitrag beschränken wir uns auf die Skizzierung einiger Aspekte der Keramikentwicklung mit deutlich sichtbaren Fortschritten in jüngster Zeit.

Bei der Nutzbarmachung neuer Werkstoffe für konkrete Anwendungen spielt zunehmend die Werkstoffprozeßtechnik, d.h. das optimierte Verfahren der Herstellung einer Werkstoffkomponente, eine dominierende Rolle. Hintergrund hierfür ist die Notwendigkeit, 'Werkstoffentdeckungen' wirtschaftlich, zuverlässig und umweltverträglich in Herstellungstechniken umzusetzen, damit eine Anwendung möglich wird. Dies hat bei Werkstoffwissenschaftlern durchaus zu Umdenkvorgängen geführt, indem z.T. 'processing' und 'recycling' Vorrang vor 'Erfindung' bekommen hat.

Keramikentwicklung ist vorrangig Pulvertechnologie mit den Schritten der Pulverherstellung, Verarbeitung, Formgebung und Kompaktierung. Alle Teilschritte des Gesamtprozesses müssen, abhängig von der benötigten Komponente, aufeinander abgestimmt und optimal zusammengefügt werden. In den folgenden Kapiteln werden einige diesbezüglich ausgewählte Beispiele mit neueren Ergebnissen dargestellt.

2. Strukturkeramische Werkstoffentwicklungen

Unter Strukturkeramik versteht man verabredungsgemäß solche mit primär tragender Funktion, wobei die Erhaltung der mechanischen Stabilität unter Einwirkung von Hitze, Korrosionsmedien und Verschleiß gewährleistet werden soll. Die hierzu durchgeführten Entwicklungsprogramme in Japan, USA, Deutschland und anderen europäischen Ländern haben deutliche Fortschritte bei oxidischer und nichtoxidischer Keramik erbracht, aber auch viel Skepsis entstehen lassen. Zug/Biegefestigkeiten mit entsprechend enger Streubreite, Korrosionsbeständigkeit und Bruchzähigkeiten ($\geq 20 \text{ MPa} \sqrt{\text{m}}$) sind noch ein gutes Stück von Werten entfernt, die den Einsatz in Gasturbinen oder Flugtriebwerken zulassen würden. Es ist zu erwarten, daß der Weg zur Vollkeramik zunächst über Schicht-

werkstoffe geht - beispielsweise keramische Wärmedämmschichten - eine Entwicklung, die sich schon in der Realisierungsphase befindet. Einen gewissen Standard haben hier Schichten aus stabilisiertem Zirkonoxid erreicht, wenngleich Versagensraten und Standzeiten noch verbesserungsbedürftig sind.

Ein neuer Ansatz für verbesserte Strukturkeramik kann in den weltweit begonnenen Aktivitäten zur Synthese nanophasier, d.h. aus ultrafeinen Pulverteilchen mit 10-50 nm Durchmesser aufgebauten Strukturen gesehen werden./1/ Hierzu läuft im Institut für Angewandte Werkstoffforschung eine gezielte Arbeit zur Entwicklung von SiC/Si₃N₄ Verbundwerkstoffen.

2.1 Nanophasige SiC/Si₃N₄-Keramik

Die Herstellung von SiC/Si₃N₄ Verbundkeramik geschieht unter Verwendung von laserchemisch abgeschiedenen ultrafeinen Pulvern /2/ mit Durchmessern zwischen 10 und 20 nm. Für die Synthese der Verbundkeramik werden zunächst Mischungen aus konventionellen Si₃N₄ Pulvern mit ultrafeinen SiC gefertigt. Nach einem geeigneten Vorverdichtungsschritt /3/ wird primär Kompaktierung durch Heiß-Isostatisches Pressen angewendet, um ein begrenztes Kornwachstum während der Verdichtung zu gewährleisten. Auf diese Art hergestellte Proben weisen hohe Vickershärten ≥ 2000 HV₁₀ wie auch hervorragende Bruchzähigkeit ≥ 6 MPa \sqrt{m} auf. Abb. 1 zeigt einige dieser Daten in einem Härte-Bruchzähigkeitsdiagramm. Der Vergleich mit Literaturwerten /4/, /5/, ergibt eine sehr gute Ausgangsposition für weitere Eigenschaftsoptimierungen dieses Werkstoffes.

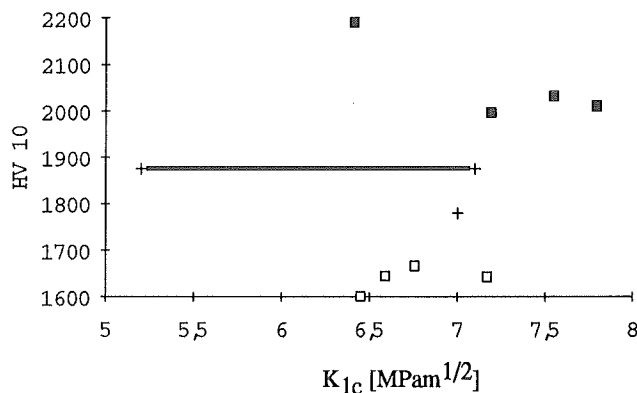


Abb. 1: Vickershärten und K_{1c}-Werte von Heiß-Isostatisch gepreßten (1800°C, 200-350 MPa) Si₃N₄/10 Gew.% SiC (■) und Si₃N₄/10 Gew.% SiC/Y₂O₃ (□)-Proben. Zum Vergleich sind Literaturwerte von Si₃N₄/SiC-Nanokomposit (Niihara, (+)) /4/ und Whisker-verstärkter Si₃N₄-Keramik (ORNL, (+++)) /5/ eingefügt.

2.2 B₄C als Beschichtungswerkstoff

Borkarbid kann als Verschleißwerkstoff eine wichtige Rolle spielen und gewinnt als Niedrig-Z-Werkstoff in Fusionsanlagen an Bedeutung und zwar als Beschichtungswerkstoff für hochbelastete Bereiche der ersten Wand.

Vakuumplasmaspritzen (VPS) ist ein geeignetes Beschichtungsverfahren, schmelzbare Werkstoffe auf Substrate mit Schichtdicken von einigen 10 µm bis in den Zentimeterbereich aufzutragen. Es eignet sich nicht nur für Erstbeschichtungen von Komponenten für Fusionsanlagen, sondern auch für In-situ-Reparaturen, also Nachbeschichtungen abgetragener Bereiche.

Borkarbid ist wegen seines hohen Schmelzpunktes von 2470°C [7] und seiner hohen spezifischen Wärmekapazität von 0,95 Jg⁻¹ (bei 25°C) [6] schwer aufschmelzbar. Im konventionellen VPS-Bereich liegen daher die Auftragswirkungsgrade deutlich unter 10%; es konnte allerdings gezeigt werden, daß im Hochdruckbereich höhere Auftragsgrade zu erzielen sind [8]. In jüngeren Arbeiten [9,10] wurden die Abhängigkeiten der Auftragsgrade vom Kammerdruck und vom Spritzabstand systematisch untersucht. Die dabei zur Verfügung stehende Anlage (PT-A-3000-S) erlaubt Druckvariationen im Bereich von 20 mbar bis 2000 mbar. Die Spritzabstände wurden von 100 mm bis 350 mm verändert. Abb. 2 zeigt am Beispiel für drei Kammerdrücke die Spritzabstandsoptimierung und Abb. 3 das Ergebnis für den Auftragsgrad in Abhängigkeit vom Kammerdruck für alle optimierten Spritzabstände. Mit zunehmendem Druck wächst der Auftragsgrad zunächst steil und dann zunehmend flacher werdend auf knapp 90% bei 2 bar. Das dabei verwendete B₄C-Pulver hat eine Körnung von -59 + 22 µm.

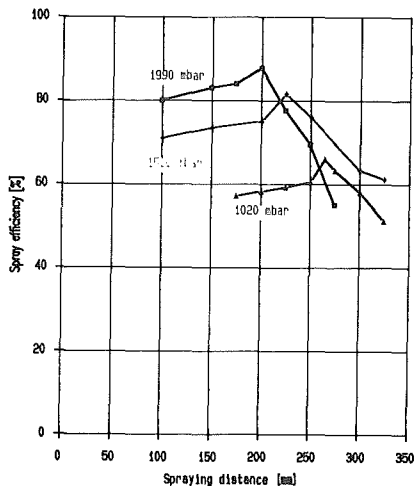


Abb. 2: Auftragswirkungsgrad von B₄C in Abhängigkeit vom Spritzabstand für drei unterschiedliche Kammerdrücke

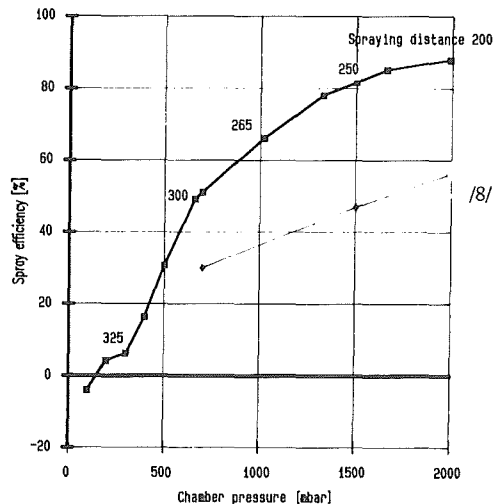


Abb. 3: Optimierter Auftragswirkungsgrad von B₄C in Abhängigkeit vom Kammerdruck

Unterschiedlich gut aufgeschmolzene und damit erweichte Partikel sind der Grund dafür, weshalb die jeweilige Oberflächentemperatur des Substrats einen Einfluß auf den Auftragsgrad hat; sie ist verantwortlich für die Abkühl- und Erstarrungsgeschwindigkeit der Partikel und damit für die Haftung auf dem Substrat. Der Querschliff einer B_4C -Schicht, die bei einem Kammerdruck von 1330 mbar und einem Spritzabstand von 300 mm hergestellt wurde, ist in Abb. 4 dargestellt. An solchen Proben wurden Disruptionssimulationsversuche von 1 und 10 ms Dauer mit einem Nd: YAG-Laser (ECN, NL) und der Elektronenstrahlanlage JUDITH der KFA Jülich durchgeführt /11/. Es läßt sich feststellen, daß die Schutzschichten ein Überlebenspotential von wenigstens einigen 10 - wahrscheinlich aber von einigen 100 Disruptionen haben.

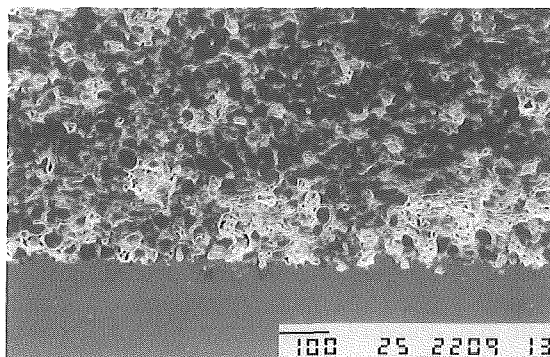


Abb. 4: Plasmagespritze B_4C -Schicht auf Stahl

Die in Abb. 4 gezeigten B_4C -Schichten wurden auf Stahl-Substrate aufgetragen (St 37). Der Wärmeausdehnungskoeffizient von Stahl ist ca. dreimal so groß wie derjenige von B_4C . Hieraus resultiert das Problem der Schichthaftung. Zugehörige Modellrechnungen lassen erkennen, daß die (Druck-)Spannungen in Schichten bei Schicht-Substratsystemen, in welchen der Schichtwerkstoff ein niedrigeres α aufweist als der Substratwerkstoff, niedrig gehalten werden können, wenn die Beschichtung bei während des Spritzvorgangs fallender Schicht-Substrat-Temperatur erfolgt /12,13/.

3. Oxidische Funktionskeramiken

Oxidkeramiken spielen als Funktionswerkstoffe in weiten Bereichen der Technik u.a. bei verschiedenen Energiewandlungsprozessen, eine entscheidende Rolle. Ein aktuelles Beispiel hierzu ist die Hochtemperaturbrennstoffzelle. Die SOFC hat einen festen oxidischen Elektrolyten mit Y_2O_3 teilstabilisiertem ZrO_2 . Dessen hohe thermische und elektronische Isolierfähigkeit sowie seine hohe Sauerstoffionenleitfähigkeit, auf die es für seine Eignung als Feststoffelektrolyt entscheidend ankommt, machen ihn zum bevorzugten Kandidaten für die SOFC. Die elektronisch leitfähige Anode besteht aus Ni- ZrO_2 -Cermet - die Kathode aus einem Perowskit, in seiner speziellen Form für die SOFC einem ebenfalls oxidkeramischen Werkstoff. Perowskite können Nichtleiter, Halbleiter, Ferroelektrika, Piezoelek-

trika, Ionenleiter, Elektronenleiter oder Supraleiter sein. Hervorgerufen werden diese Eigenschaftsänderungen durch Verzerrungen der idealen Würfelstruktur des Perowskitgitters.

3.1 Elektronisch leitende Perowskite für die SOFC

Als Kathodenwerkstoff für die SOFC ist der Perowskit $\text{La}_{1-x}\text{Sr}_x\text{MnO}_{3-d}$ mit $x = 0$ bis 0,9 eingeführt und hinsichtlich seiner elektrischen Leitfähigkeit, Kristallstruktur, Wärmeausdehnungskoeffizienten, Sauerstoffgehalte, usw. weitgehend charakterisiert /14/. So ist beispielsweise beim Plasmaspritzen der Sauerstoffgehalt vom umgebenden Arbeitsdruck abhängig und um so höher, je höher der Kammerdruck ist. Die spezifischen elektrischen Leitfähigkeiten dieser Werkstoffe sind von der Temperatur und dem Sr-Gehalt abhängig. Sie erreichen für Formkörper zwischen 50 und 60 % Sr ihre höchsten Werte. Diese Maxima sind für Plasmaspritzschichten zu niedrigeren Sr-Gehalten hin verschoben /15/. Die höchste elektrische Leitfähigkeit bei 1000°C liegt für PS-Schichten bei ca. 200 Siemens/cm und für gesinterte Formkörper mehr als doppelt so hoch.

Es konnte gezeigt werden, daß alle elektroaktiven Schichten der SOFC, also der Elektrolyt, die Elektroden und der Interkonektor mittels Plasmaspritzen hergestellt werden können /16/. Die einzelnen Schichten erfüllen ihre elektrochemischen Aufgaben und liefern zu PENs (Positive Elektrode - Elektrolyt - Negative Elektrode) kombiniert Stromspannungskurven /17/. Hierbei wurden insbesondere zwei Ausführungskonzepte verfolgt, nämlich das Beschichten von ca. 100 µm dicken Elektrolytfolien mit Kathoden- und Anodenschichten und das Beschichten von porösen Grundkörpern mit allen Schichten des PEN's. Die hierbei bisher verwendeten Y- und Ca-stabilisierten ZrO_2 -Substrate sind beim Plasmaspritzvorgang gegenüber mechanischer Zerstörung empfindlich, was einerseits zu hohen Ausschußraten und andererseits noch unbefriedigenden Stromspannungskurven führt.

PENs mit besseren Strom-Spannungseigenschaften werden mit einem alternativen Verfahren, dem im IAW entwickelten Wet Powder Spraying (WPS) hergestellt /18/. Hierbei werden Schichten aus Pulverwerkstoffen mit kontrollierter Porosität und Dicke erzeugt. Beim Naßpulverspritzverfahren wird eine Suspension aus Pulver, organischem Binder und Lösungsmittel mit einer handelsüblichen Spritzpistole auf ein Substrat aufgetragen /19/. Während und kurz nach dem Auftragen wird das Lösungsmittel durch Verdampfen entfernt, während sich der Binder an den Pulverteilchen abscheidet und ihre Haftung aneinander und am Substrat bewirkt, so daß eine Grünsicht entsteht. Nach Binderaustreibung durch Wärmebehandlung folgt ein kontrollierter Sinterschritt, bei dem Interdiffusionsbindung zwischen den Teilchen untereinander und zwischen Teilchen und Substrat erfolgt. Da mit 2 bis 5 Vol.% relativ kleine Binderanteile verwendet werden, bleiben die Räume zwischen den Teilchen weitgehend von Binder frei, was einen sehr kurzen Austreibungsschritt ermöglicht. Schnelligkeit, Einfachheit und Wirtschaftlichkeit machen das WPS-Verfahren zu einer attraktiven Herstellungsalternative für ausgewählte Anwendungszwecke. Beim Herstellen von PENs mittels WPS wird zuerst die eine Seite einer YSZ-Elektrolyt-Folie mit dem Anodenwerkstoff (YSZ-Ni-Cermet) beschichtet und gesintert und danach die andere Seite der Folie mit dem Kathodenwerkstoff Perowskit. Diese Reihenfolge muß eingehalten werden,

weil für eine ausreichende Haftung der Anodenschicht auf der Elektrolytfolie eine Sinter Temperatur von ca. 1500°C notwendig ist, während sich auf der Kathodenseite oberhalb von 1200°C zunehmend elektrisch isolierende Phasen am Interface zwischen Kathode und Elektrolyt bilden. Die bisher erreichten Leistungsdichten mit derart hergestellten PENs lagen bei 180 mW/cm² bei 0,5 V. /20/

3.2 Entwicklung von Bauteilen aus keramischen Hochtemperatur-Supraleitern der Systeme YBaCuO und BiSrCaCuO

Die Entdeckung von keramischen Supraleitern mit Sprungtemperaturen oberhalb des Siedepunktes von Stickstoff führten weltweit zu intensiver Forschungstätigkeit mit der Aussicht auf neue Anwendungen dieser Werkstoffe /22/. Insbesondere die Supraleiter auf der Basis YBaCuO bzw. BiSrCaCuO mit Sprungtemperaturen bis ca. 115 K sind für erste technische Anwendungen von Interesse, wenn es gelingt, Stromtragfähigkeiten von einigen Tausend A/cm² zu realisieren und die Herstellungsschwierigkeiten für Bauteile zu überwinden.

Am Institut für Angewandte Werkstoffforschung der KFA-Jülich wurde in den vergangenen Jahren das Verdichtungsverhalten der Supraleiter YBa₂Cu₃O_{7-x} mittels Heißisostatischen Pressens untersucht. Eine weitere Forschungsaktivität ist die Erzeugung von Schichten aus dem Hochtemperatursupraleiter Bi₂Sr₂CaCu₂O₈ und YBa₂Cu₃O_{7-x} durch Plasmaspritzen. Plasmaspritzen kann ein leistungsfähiges Verfahren sein, um kostengünstig relativ dicke supraleitende Schichten auf komplex geformten Substraten abzuschneiden.

3.2.1 Heißisostatisches Pressen von Supraleitern

Die Pulverherstellung erfolgte ähnlich wie in der Literatur beschrieben /23/. Die Verdichtung der Supraleiterpulver mittels Kapsel muß bei dem YBaCuO System zwischen Raumtemperatur und ca. 900°C ablaufen. Prinzipiell kommen z.B. Gläser, Kupfer oder Silber als Kapselwerkstoffe in Frage. Die relative Dichte der porösen Grünkörper (60-80%) kann durch Heißisostatisches Pressen auf annähernd theoretische Dichte gesteigert werden (Abb. 5).

Eine wichtige Eigenschaft des YBaCuO-Systems ist die Sauerstoffabgabe beim Hochheizen. Geschieht die Kompaktierung dieser sauerstoffverarmten Proben bis zu geschlossener Porosität, so kann der Sauerstoff beim Abkühlen nicht schnell genug eindiffundieren und es verbleiben nicht supraleitende Phasen.

Versuche mit Kupferkapseln konnten den Sauerstoffverlust nicht verhindern, da O₂ mit Kupfer unter Bildung von Kupferoxid reagierte. In gasdichten Glaskapseln ist die Reaktion des Supraleiters mit dem Glas deutlich geringer. Sie eignen sich gut zu Verdichtung von YBaCuO Supraleiterpulvern und die Proben bleiben bei korrekter Prozeßsteuerung supraleitend. Der Sauerstoffpartialdruck läßt sich aber praktisch nicht während der Verdichtung steuern.

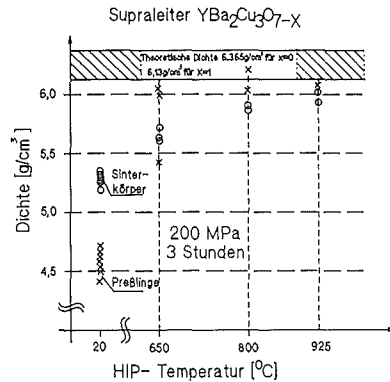


Abb. 5: Vergleich der Dichten vor und nach dem Heißisostatischen Pressen bei Temperaturen von 650°C, 800°C und 925°C [24/]

Durch Einsatz von Silber als Kapselwerkstoff und einem Argon-Sauerstoff-Gemisch im HIP-Behälter konnte der Sauerstoffdruck in der Kapsel gesteuert werden. Zudem ist eine Verdichtung bereits ab 400°C möglich. Der Supraleiter wird bei diesem Verfahren praktisch über den ganzen Prozeß stabil gehalten, in dem je nach Bedarf, d.h. vom Phasendiagramm vorgegeben, durch die Silberkapsel Sauerstoff zu- bzw. abgeführt wird. Dabei nutzt man die Permeationsfähigkeit von Sauerstoff durch Silber aus. Nachteilig und noch schlecht beherrscht ist die langsame Permeationsgeschwindigkeit bzw. die Gefahr von Aufschmelzungen und Spannungsrissen im Silber durch Reaktion mit dem Sauerstoff.

3.2.2 Plasmaspritzen von Supraleiterschichten

Die Verwendung von supraleitenden, dicken Schichten ist von erheblichem Interesse nicht nur bei Hochstrom, sondern auch bei Niedrigstrom-Anwendungen, wie z.B. magnetischen Abschirmungen oder in der Mikrowellentechnik, wo große beschichtete Flächen benötigt werden. Vorteile des Plasmaspritzens sind die hohen Auftragsraten, die Möglichkeit großer, kompliziert geformter Flächenbeschichtung, die Erzeugung relativ dichter Strukturen und die gute Haftung zwischen Substrat und Schicht. Ein Problem bei dem BiSrCaCuO-Pulver (Korngröße ca. 30 µm) sind die starken Abdampfverluste an Bi₂O₃ während des Spritzens. Daher wurde auch versucht mit einer BSCCO = 3-2-1-2 Komposition diesem Verhalten entgegenzuwirken. Als Plasmagase wurden sowohl für die 1-2-3-, als auch für die 2212-Phase Argon und Helium verwendet. Wasserstoff als Zusatz zu den Brenngasen führte generell zu erhöhten Abdampfverlusten und zu unerwünschten Mikrostrukturänderungen. [25/ Als Substratwerkstoffe kamen Nickel- und Edelstahlbleche mit oder ohne Zwischenschicht, die als Diffusionssperre dient, zum Einsatz.

Beim Plasmaspritzen geht für beide betrachteten Systeme die Supraleitung verloren, weil nicht supraleitende Phasen entstehen. Eine thermische Nachbehandlung

muß sich anschließen, um die Spritzschichten zu regenerieren. Als aussichtsreichstes Verfahren gilt hier die Schmelztexturierung, die es ermöglicht, gerichtete supraleitende Kornstrukturen in dünnen Schichten zu erzeugen. Erste texturierte Schichten haben Stromtragfähigkeiten von einigen Hundert Ampere pro cm^2 erbracht, die für praktische Anwendungen aber noch weiter verbessert werden müssen.

4. Ausblick

Die dargestellten Keramikentwicklungen beleuchten Ausschnitte aus energiesystembezogenen Forschungsprogrammen, wie sie im Forschungszentrum Jülich z.Zt. abgewickelt werden. Die skizzierten Forschungsvorhaben und Ergebnisse belegen, daß neue Ansätze für Keramiklösungen existieren, wobei die verfahrenstechnische Optimierung zur Werkstoff- und Komponentenherstellung zentrale Aufgabe ist.

Nicht unerwähnt lassen möchten die Autoren eine andere hierzu passende Aktivität, die vom Jubilar selbst initiiert wurde, nämlich die SiC Beschichtung und Infiltration von graphitischen Werkstoffen mit dem Ziel erhöhte Korrosionsfestigkeiten zu erreichen, oder gar neue Werkstoffe auf SiC Basis für Wärmedämmfunktionen zu entwickeln. Wir arbeiten daran, daß auch dieser Teil einen festen Platz im KFA-Programm zur energietechnischen Werkstoffentwicklung finden wird.

Literatur

- /1/ K. Niihara, New Design Concept of Structural Ceramics-Ceramic Nanocomposites, *Ceram. Eng. Sci. Proc.* 8 [7-8] (1987) 872
- /2/ J. Förster, M.V. Hoesslin, J.H. Schäfer, J. Uhlenbusch, W. Viöl, to be published in *Proc. 10th Int. Symp. Plasma Chem.* Bochum, Germany, 1991
- /3/ R. Vaßen, D. Stöver, Compaction mechanisms of ultrafine SiC powders, *Powder Technology*, 72 (1992) 223-226
- /4/ K. Niihara, K. Izaki, T. Kawakanzi, Hot-pressed Si_3N_4 -32% SiC nanocomposite from amorphous Si-C-N powder with improved strength above 1200°C , *J. Material Science Letters*, 10 (1990) 112
- /5/ N.D. Corbin, C.A. Willkins, Development of Toughened Si_3N_4 Composites by Glass Encapsulated Hot Isostatic Pressure, ORNL/Sub/86-95906/1, August 1988
- /6/ R. Morell, Handbook of Properties of Technical & Engineering Ceramics, Part 1, London: Her Majesty's Stationery Office
- /7/ Römpf Chemie Lexikon, Georg Thieme Verlag, Stuttgart, New York, 1989 bis 1992
- /8/ D.A. Jäger, D. Stöver, W. Schlump, *Proc. 13th ITSC*, Orlando, USA 1992
- /9/ W. Malléner, D. Stöver, Einfluß des Druckes bis zwei Bar beim Plasmaspritzen auf die Schichteigenschaften von Borkarbid, TS'93, Aachen 1993
- /10/ W. Malléner, D. Stöver, Plasma Spraying of Boron Carbide Using Pressures up to two Bar, NTSC, Anaheim, USA, 1993

- /11/ J.G. van der Laan, G. Schnedecker, R. Duwe, W. Malléner, J. Linke, R.C.L. van der Stad, E.V. van Osch, G. Vieider, Progress in the Development of Coatings for First Wall Protection in Net, 17th Symposium on Fusion Technology, Roma, 1992
- /12/ H.-J. Groß, W. Fischer, R. Vaßen, W. Malléner, D. Stöver, Spannungsermittlung in Plasmaspritzschichten, TS'93, Aachen, 1993
- /13/ H.J. Groß, W. Fischer, W. Malléner, D. Stöver, R. Vaßen, Process Controlled Stress Analysis in Plasma Sprayed Coatings, NTSC, Anaheim, USA, 1993
- /14/ Z. Li, W. Malléner, D. Stöver, Plasmagespritzte $\text{La}_{x-1}\text{Sr}_x\text{MnO}_{3-d}$ -Membran als Kathode für die Hochtemperatur-Brennstoffzelle, TS'93, Aachen, 1993
- /15/ Z. Li, W. Malléner, D. Stöver, L. Fuerst, F.D. Scherberich, Plasma Sprayed Perovskites of the Composition $\text{La}_{x-1}\text{Sr}_x\text{MnO}_{3-d}$: Phase Analysis and Electrical Conductivity, NTSC'93, Anaheim, 7.-11. June 1993
- /16/ D. Stöver, R. Hecker, H. Jansen, W. Malléner, Shaping of SOFC Components by Use of Plasma Spraying, Proc. of 2nd Intern. Symp. on Solid Oxide Fuel Cells, 2.-5.7.91, Athen pp 215-220
- /17/ W. Malléner, K. Wippermann, H. Jansen, Z. Li, D. Stöver, VPS Fabrication of Elektroactive Solid Oxide Fuel Cell Membranes, Proc. 13th ITSC, Orlando, USA, 1992
- /18/ W. Malléner, R. Jablonski, H. Jansen, E. Syskakis, K. Wippermann, Herstellung und Charakterisierung von dünnen Schichten für die Hochtemperaturbrennstoffzellen mit WPS, VPS und PVD, DGM-Tagung Chemnitz, Verbundwerkstoffe und Werkstoffverbunde 17. - 19. Juni 92
- /19/ A. Ruder, H.P. Buchkremer, H. Jansen, W. Malléner, D. Stöver, Wet Powder Spraying - a Process for the Production of Coatings, Surface and Coatings Technology, 53 (1992) 71-74
- /20/ H. Jansen, W. Malléner, D. Stöver, Herstellung von Elektroden-schichten für die Hochtemperaturbrennstoffzelle über Naßpulverspritzen, DKG-Tagung, Bayreuth, 5.-7.10.1992 (Tagungsband in Vorbereitung)
- /21/ E. Syskatis, W.J. Quadackers, H. Grübmeier, W. Malléner, D. Stöver, Zur Kompatibilität von Metallischen und Keramischen Hochtemperatur-Brennstoffzellenkomponenten, DGM-Tagung Chemnitz, Verbundwerkstoffe und Werkstoffverbunde, 17. - 19. Juni 92
- /22/ J.G. Bednorz, K.A. Müller, Z. Phys. B64 (1986) 189
- /23/ E.M. Engler et al., Superconductivity above Liquid Nitrogen Temperature: Preparation and Properties of a Family of Perovskite-Based Superconductors, J. Am. Chem. Soc., Vol. 109, No. 9, p. 2848-49, 1987
- /24/ D. Stöver, A.W. von Stumberg, H.P. Buchkremer, R. Hecker, High Temperature-High Pressure, 1990, Vol. 22 pp. 43-50
- /25/ W. Äschern, H. Hemmes, P.C. Splittgerber-Hünnekes, D. Stöver, H. Rogalla, Proceedings, Therm. Spritzkonferenz'93, Aachen, 3. - 5. März 1993

Risikoanalysen

Stand, Entwicklungsmöglichkeiten, Bewertungen

Karl Heinz Lindackers

1. Zur historischen Entwicklung

Bei der Nutzung der Kernenergie sind zwei fundamentale Sicherheitsziele zu beachten:

- Verhinderung einer unkontrollierten Energiefreisetzung,
- zuverlässige Rückhaltung der radioaktiven Stoffe in einem dafür vorgesehenen Raum, soweit sie nicht in unschädlichem Umfang in die Atmosphäre und Oberflächengewässer entlassen werden dürfen.

Diese fundamentalen Sicherheitsziele sind

- bei der Spaltstoffgewinnung und der Brennelementherstellung,
- beim Betrieb der Kernreaktoren,
- bei der Aufarbeitung abgebrannter Brennelemente,
- bei der Endlagerung des hochradioaktiven Abfalls sowie
- bei den notwendigen Transporten von Uran, Kernbrennstoffen, Brennelementen und radioaktivem Abfall

gleichermaßen zu beachten. Der Aufwand zur Erreichung dieser Ziele ist bei den vorgenannten unterschiedlichen Phasen zur Kernenergienutzung sowohl im Hinblick auf die wissenschaftlich-technische Erfassung und Berücksichtigung aller Aspekte als auch hinsichtlich der technisch-konstruktiven Lösungen unterschiedlich hoch.

Das Gefahrenpotential, das die Nutzung der Kernenergie einschließt, war Fachleuten bereits durch die Nutzung der Röntgenstrahlung und der natürlich-radioaktiven Stoffe, der breiten Öffentlichkeit aber mindestens seit den Atombombenexplosionen am Ende des 2. Weltkrieges in Japan voll bewußt. Ebenso bekannt war, daß technische Bauteile aber auch der Mensch, der technische Einrichtungen benutzt, versagen können. Gegen solches Versagen mußten deshalb technische und administrative Schutzmaßnahmen getroffen werden. Schon in den ersten Tagen der friedlichen Nutzung der Kernenergie stellte sich weltweit die Frage, wie umfangreich müssen denn diese Schutzmaßnahmen sein, damit die Erreichung der fundamentalen Sicherheitsziele gewährleistet ist.

Das Konzept des größten anzunehmenden Unfalls (GAU) sollte Wissenschaft und Technik, Betreibern kerntechnischer Anlagen und den Genehmigungsbehörden dazu dienen, Konstruktion, Auslegung und Betriebsweise kerntechnischer Anlagen im Hinblick auf deren Sicherheit beurteilen zu können.

Wegen des hohen Gefahrenpotentials wurde die wachsende Nutzung der Kernenergie verbunden mit der zunehmenden Zahl von Kernkraftwerken von einem Teil der Bevölkerung sehr kritisch betrachtet. Zunächst konnte die berechtigte Frage, was passiert, wenn installierte technische Sicherheitseinrichtungen oder das Betriebspersonal einmal versagen, nicht zufriedenstellend beantwortet werden. Es fehlte an Analysen der Auswirkungen solcher Fehler. Da meist mehrere technische Einrichtungen gleichzeitig versagen müßten, ehe es zur Freisetzung radioaktiver Stoffe käme, wurde, nicht falsch aber äußerst pauschal, argumentiert, dies sei sehr unwahrscheinlich.

In den 70er Jahren hat dann der Rasmussen-Report erste Aufklärung darüber geboten, mit welcher mittleren Häufigkeit Störfälle bei Kernkraftwerken auftreten könnten, die eine hohe Freisetzung radioaktiver Stoffe zur Folge haben und damit zu katastrophalen Auswirkungen auf die nähere und weitere Umgebung eines Kernkraftwerkes führen. Natürlich wurde auch dieser Report von Gegnern und Befürwortern der Kernenergienutzung erheblich kritisiert, wobei sich die Kritik zum einen auf die angewandten Methoden und deren wissenschaftliche Berechtigung und zum anderen auf die Unterschiede in der Bauart verschiedener Kernkraftwerke richtete. Für die deutschen Kernkraftwerke - und zwar diejenigen mit Leichtwasserreaktoren - ließ die Bundesregierung eine entsprechende Studie, nämlich die Deutsche Sicherheitsstudie Kernkraftwerke, anfertigen, die auf jeden Fall für die deutschen Kernkraftwerke repräsentativ war und auch eine Vielzahl methodischer Schwächen nicht hatte, die dem Rasmussen-Report noch zu Recht angelastet worden sind. Beide Studien stellen relativ umfassende Risikoanalysen für Kernkraftwerke dar.

2. Zu den Schwierigkeiten der Risikoermittlung

2.1 Auslösendes Ereignis

Die erste Schwierigkeit der Risikoermittlung besteht darin, alle möglichen Störfälle auslösenden Fehler vollständig zu erfassen und für jeden von ihnen die Auftretenshäufigkeit auf der Basis gesicherter Erfahrung zu quantifizieren. Dazu gibt es bis heute keine Verfahrensweise, die die Vollständigkeit sicherstellen kann. Auch die Erfahrungsbasis zur Ermittlung der Auftretenshäufigkeiten ist nach wie vor erheblich beschränkt, was insbesondere für menschliches Fehlverhalten gilt. Nicht betrachtet werden bisher die auslösenden Fehler durch gezielte Sabotage oder kriegerische Einwirkungen. Gerade der letzte Aspekt erhält im Hinblick auf die jüngste Entwicklung auch in Europa eine neue erhebliche Bedeutung. Es darf nämlich nicht vergessen werden, daß Kernkraftwerke auch in politisch instabilen Regionen zur Deckung des Elektrizitäts- und/oder Wärmebedarfs vorhanden sind und in Zukunft noch dringender benötigt werden.

2.2 Zusätzliche zufällige oder abhängige Fehler

Da in aller Regel der auslösende Fehler nicht unmittelbar zu schwerwiegenden Auswirkungen außerhalb der Anlage führt, werden mit Hilfe der Fehlerbaumanalyse gleichzeitig mögliche zufällige oder abhängige Fehler an anderen Teilen, Komponenten und Systemen untersucht. Auch hierzu ist die Erfahrungsbasis zur Ermittlung der Versagenshäufigkeit solcher Elemente im Anforderungsfall noch bei weitem nicht vollständig. Dazu kommt noch, daß diese Versagenshäufigkeit durchaus abhängig sein kann vom Prozeßablauf des eingeleiteten Störfalles. Der Prozeßablauf kann zum Beispiel zu Umgebungsbedingungen für ein betrachtetes Bauelement oder System führen, unter denen deren Versagenshäufigkeit im Anforderungsfall nicht bekannt ist. Unzureichend berücksichtigt werden in diesem Zusammenhang nicht vorgesehene und falsche Eingriffe des Bedienungspersonals.

2.3. Prozeßabläufe

Die nach dem Auftreten des auslösenden Ereignisses und möglicher weiterer Fehler ablaufenden Prozesse (zum Beispiel Strömungen von Flüssigkeiten, Veränderungen von Zustandsgrößen wie Druck und Temperatur) müssen mathematisch modelliert und damit der Berechnung zugänglich gemacht werden. Das aber setzt die quantitative Kenntnis physikalischer und chemischer Vorgänge voraus, die nur in komplizierten Versuchen ermittelt werden können.

Oft können solche Vorgänge nicht durch geschlossene mathematische Lösungen beschrieben werden. Komplexe Gleichungssysteme müssen näherungsweise mit Hilfe der Datenverarbeitung gelöst werden. Dabei ergeben sich neue Fehler und Instabilitätsquellen, die kaum 100 %ig vermeidbar sind.

Die Prozeßabläufe außerhalb der Anlage können auch nur schwer exakt erfaßt werden. Das gilt insbesondere für den Transport der radioaktiven Stoffe in der Atmosphäre über weite Strecken von mehr als 10 km. Nicht absolut zuverlässig ermittelbar sind auch die Auswirkungen von Notfallschutzmaßnahmen, die ihrerseits zeitabhängig aber auch bezüglich ihrer Durchführung mit Unsicherheiten behaftet sind.

2.4. Wirkungen der radioaktiven Stoffe

Die Ermittlung der Wirkungen der freigesetzten radioaktiven Stoffe stellt die Wissenschaftler auch vor erhebliche Probleme. Schon die Ermittlung der Wirkungen auf Menschen ist trotz aller vorliegenden Erfahrungen, die in sich zum Teil nicht einmal schlüssig sind, schwierig und fehlerbehaftet. Noch viel mehr gilt dies für die Wirkungen auf Sachen und Natur.

2.5. Zusammenfassung

Die unter 2.1. bis 2.4. behandelten Schritte zur Risikoanalyse sind in der praktischen Durchführung sehr schwierig und in ihrer Aussagekraft erheblich eingeschränkt. Das zeigen auch die im Dezember 1992 veröffentlichten Ergebnisse der Sicherheitsanalyse für Siedewasserreaktoren /1/. Im Kapitel "Zusammenfassung und Schlußfolgerungen" der genannten Veröffentlichung sind noch ungeklärte methodische Probleme und fehlende Datengrundlagen genannt.

3. Falsche und richtige Ziele von Risikoanalysen

Zunächst wurden Risikoanalysen für Kernkraftwerke durchgeführt, um die Kritiker der Kernenergie in der Bevölkerung wenigstens überwiegend davon zu überzeugen, daß Kernkraftwerke ein im Vergleich zu ihrem Nutzen durchaus tragbares Risiko darstellen. Dieses Ziel ist nicht erreicht worden und konnte auch gar nicht erreicht werden. Das erschreckende Ausmaß der Wirkungen schwerer Kernkraftwerksstörfälle hat in der Bewertung größerer Bevölkerungskreise ein so erhebliches Gewicht, daß die geringe Eintrittswahrscheinlichkeit für einen solchen Fall dagegen ohne Bedeutung ist. Im übrigen haben viele Laien sehr schnell erkannt, daß eine geringe Eintrittswahrscheinlichkeit überhaupt keine Aussage darüber zuläßt, wann ein solches Ereignis eintreten könnte. Dazu kommt noch, daß Wissenschaftler und Techniker mit ihren Analysen durch die spektakulären Unfälle von Three Mile Island und Tschernobyl nach Ansicht vieler Laien unglaublich geworden sind. Die Vertrauenskrise in die Güte wissenschaftlich-technischer Analysen dieser Art wurde auch noch dadurch verstärkt, daß Wissenschaftler und Techniker untereinander erheblich im Streit über die Güte und Zulässigkeit ihrer Betrachtungen liegen. Viele Menschen entnehmen aus den Analysen, daß es sich offensichtlich doch wohl gar nicht um mehr oder weniger abstrakte und fiktive Betrachtungen handelt, sondern zu erwartende Realitäten in den Analysen beschrieben werden.

In anderen Teilbereichen der Kernenergienutzung sind Risikoanalysen in möglichst vollständigem Umfang noch nicht erstellt worden. Hier sind die Wissenslücken noch größer als bei Kernkraftwerken.

Es ist falsch anzunehmen, mit Risikoanalysen könne man eine große Mehrheit der Bevölkerung von der ausreichenden Sicherheit der Kernenergie überzeugen.

Es bestand auch die Vorstellung, durch die Einführung von Risikoanalysen und geeigneten Risikogrenzwerten in atomrechtliche Genehmigungsverfahren, die oft als störend empfundenen subjektiven Bewertungsmethoden der Beteiligten auszuschalten. Im Hinblick auf die bereits im einzelnen dargelegten Schwierigkeiten und

Probleme bei der Erstellung von Sicherheitsanalysen ist - ganz abgesehen von rechtlichen Erwägungen - die Risikoanalyse kein sinnvolles Nachweis- und Bewertungsinstrument in förmlichen, rechtlichen Verfahren.

Genehmigungsverfahren dürfen nicht durch Risikoanalysen unnötig kompliziert werden und damit zu volkswirtschaftlich unerträglichen Genehmigungszeiten führen.

So unvollständig und ungenau Risikoanalysen auch sein mögen, sie sind immer dann nützlich, wenn sie dazu dienen,

- die Systemteile oder Bauteile oder Prozeßschritte festzustellen, bei deren Verbesserung der höchste Zuwachs an Sicherheit erreicht werden kann oder
- den Sicherheitsunterschied zwischen unterschiedlichen technischen Lösungen für die gleiche Technologie annähernd zu ermitteln.

4. Braucht die Kerntechnik noch Risikoanalysen?

Aus heutiger Sicht kann die Frage zunächst mit einem klaren "Nein" beantwortet werden. Die Nutzung der Kernenergie ist nach allen bisher vorliegenden Erfahrungen nur dann für einen überwiegenden Teil der Bevölkerung zustimmungsfähig, wenn mit ihr katastrophale Schadensauswirkungen in der näheren und weiteren Umgebung ihrer Anlagen zweifelsfrei ausgeschlossen werden können. Zu einem solchen Ergebnis kommt im wesentlichen auch Wolfgang Kröger in seiner Veröffentlichung zu dem Thema "Konsensfähigkeit der Kerntechnik" /2/.

Es stellt sich unmittelbar die Frage, ob es überhaupt möglich ist, Anlagen zur Nutzung der Kernenergie so zu gestalten. Diese Frage kann nun uneingeschränkt mit "Ja" beantwortet werden, hat doch gerade der Wissenschaftler, der durch dieses Buch geehrt werden soll, entscheidend dazu beigetragen, ein Kernkraftwerkskonzept zu entwickeln, bei dem, was immer man sich an Schadensfällen und Einwirkungen von außen denken kann, eine große und damit katastrophale Freisetzung radioaktiver Stoffe zuverlässig ausgeschlossen werden kann. Warum ein Prototyp für ein solches Kernkraftwerk nicht schon längst in der Bundesrepublik Deutschland in Bau ist, bleibt für den Kenner der Materie unverständlich und im Hinblick auf den Weltenergiebedarf und dessen weiterer Entwicklung ein Ärgernis.

Zugestanden werden muß, daß vom Gesamtsystem "Nutzung der Kernenergie" nur die Umwandlungsanlage von nuklearer Energie in elektrische Energie, nämlich der HTR-Modul-Reaktor, im wesentlichen prototypenreif entwickelt worden ist. Es besteht aber sicherlich auch kein nennenswerter Zweifel, daß die Exploration von Uran und Thorium, deren Abbau und die Weiterverarbeitung der Erze bis hin zu Brennelementen für den HTR-Modul-Reaktor auf ein gleiches Sicherheitsniveau gebracht werden kann. Der HTR-Modul-Reaktor ist auch in der Lage, die in einer

langfristigen Betrachtung unzureichenden Vorräte an spaltbarem Uran dadurch erheblich und lohnend zu strecken, daß er in der Lage ist, das nichtspaltbare und reichlich verfügbare Thorium in spaltbares Uran zu konvertieren. Eine Kerntechnik, die nur auf dem in der Natur verfügbaren spaltbaren Uran aufbaut, ist ohne jeden Sinn, weil viel zu kurzlebig.

Der Reaktor selbst kann so ausgelegt werden, daß eine ausreichend hohe Nutzung des eingesetzten spaltbaren Urans und des eingesetzten Thoriums gewährleistet werden kann, so daß eine Aufarbeitung der abgebrannten Brennelemente aus energetischer und wirtschaftlicher Sicht nicht erforderlich ist. Der Bau von aufwendigen Aufarbeitungsanlagen und die damit verbundenen Risiken entfallen also.

Nach wie vor stellt auch die Endlagerung der abgebrannten Brennelemente des HTR-Modul-Reaktors ein beachtliches Risiko dar. Das Kernproblem bilden die bei der Kernspaltung entstandenen äußerst langlebigen Aktiniden. Diese in radioaktive Stoffe mit kürzerer Halbwertszeit umzuwandeln ist - jedenfalls aus theoretischer Sicht - durchaus möglich. Entwicklungen entsprechender technischer Lösungen werden zur Zeit völlig unzureichend gefördert. Den Bedenken von Friedrich Burtak in seiner Veröffentlichung mit dem Titel "Das Zukunftsbild der Kerntechnik" /3/, ob die Vorteile einer drastischen Verringerung der extrem langlebigen Spaltprodukte von den Gegnern der Kernenergienutzung erkannt und akzeptiert würden, stimmt der Verfasser nicht zu.

Untersucht werden muß allerdings, ob sich in den abgebrannten Brennelementkugeln, ohne deren Zerstörung oder nennenswerte Beeinträchtigung, die langlebigen Aktiniden in kurzlebige radioaktive Stoffe umwandeln lassen. Untersucht werden muß auch, ob die nur noch mit gerigem Aktinidgehalt versehenen abgebrannten Brennelemente so gelagert werden können, daß auch dabei die Freisetzung großer Mengen radioaktiver Stoffe unabhängig von der Lagerzeit ausgeschlossen werden kann.

Will man die vorgenannte Entwicklungslinie beschreiten, dann kann dies nur sinnvoll sein, wenn darüber ein Konsens mit den Gegnern der Kernenergienutzung erreicht werden kann. Zur Zeit wird wieder aktiver danach getrachtet, mit allen staatstragenden Parteien zusammen einen Konsens in der mittel- und langfristigen Energiepolitik zu finden. Hierzu Teilaspekte beizutragen, ist das Ziel dieser Ausführungen.

5. Literatur

1. Kersting, Edmund, Ergebnisse der SWR-Sicherheitsanalyse, atw (1992) Nr. 12, Seite 590-596.

nur sehr selten zu erwarten sind, dann aber schwerwiegende Folgen haben können. Erster Anwendungsbereich war die Luftfahrt. Für Kernkraftwerke werden probabilistische Analysen seit rund 20 Jahren durchgeführt. Mehr als 200 PSA/PRA wurden inzwischen abgeschlossen oder begonnen. In vielen Ländern sind die Analysen explizit einbezogen in die Sicherheitsbeurteilung von Kernkraftwerken; in der Bundesrepublik werden periodische PSA (im Abstand von etwa zehn Jahren) für jedes Kernkraftwerk von den Behörden gefordert. In einer Reihe von Handbüchern sind standardisierte Verfahren zur Durchführung von PSA angegeben, etwa /1/.

Üblicherweise unterscheidet man bei probabilistischen Untersuchungen - in Orientierung an der Technik von Leichtwasserreaktoren - drei verschiedene Analysestufen. Die Zielsetzung der ersten Stufe (Level-1) besteht in der Ermittlung der Summenhäufigkeit für Ereignisabläufe, die zum Kernschmelzen führen. Level-2-Analysen beziehen das Versagen des Sicherheitsbehälters und das Ausmaß an Spaltproduktfreisetzungen (Quellterm) mit ein, Level-3-Analysen ermitteln Umfang und Wahrscheinlichkeit von Umgebungsschäden - sind also eigentlich Risikoanalysen.

Die meisten der vorliegenden Studien beschränken sich auf Level-1. Entgegen der ursprünglichen Zielsetzung - der Risikoermittlung - war die Nutzung probabilistischer Analysen für technische Sicherheitsbeurteilungen (also als Sicherheitsanalyse) in den Vordergrund getreten. Aktuelle, in Arbeit befindliche Studien sind jedoch häufig wieder als Level-3-Analysen angelegt. In einer Reihe von Ländern dienen solche Analysen zum Risikovergleich mit probabilistischen 'Safety Goals', die sich an bestehenden Lebensrisiken - auch durch Technik verursachten - orientieren. Es hat sich gezeigt, daß dies sinnvoll nur möglich ist, wenn Randbedingungen der Analysen, Annahmen, Definitionen sowie die Grenzen der Methode klar genannt werden /2/.

2. Besondere Möglichkeiten und typische Ergebnisse probabilistischer Analysen

2.1. Technische Optimierung von Systemen

Als Instrument zur technischen Optimierung von Systemen haben sich probabilistische Analysen bewährt, und mit dieser Zielsetzung sind sie auch unumstritten. Auch wenn wegen methodischer Defizite, Datenunsicherheiten und Kenntnislücken (siehe Kapitel 3) keine 'absolut richtigen' Ergebnisse erwartet werden können, sind die Analysen doch sehr geeignet, um Anlagen systematisch auf Schwachstellen zu untersuchen und unterschiedliche technische Lösungen vergleichend zu bewerten. In Ergänzung zur deterministischen Anlagenauslegung dienen probabilistische Analysen so als Entscheidungshilfe hinsichtlich der Ausgewogenheit von Sicherheitskonzepten, der Effizienz von Verbesserungsmaßnahmen sowie der Relevanz zugehöriger Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Beispielsweise führte die *Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke, Phase B* zu rund 40 systemtechnischen Verbesserungen in der untersuchten Anlage (Biblis B), etwa zur sicheren Beherrschung von Dampferzeuger-Heizrohrlecks oder im Hinblick auf anlagenin-

terne Notfallmaßnahmen. Die Auswertung von 'Precursor-Ereignissen'¹ in amerikanischen Kernkraftwerken zeigt, daß deren Häufigkeit in den letzten zehn Jahren um den Faktor 100 gesunken ist - hauptsächlich zurückzuführen auf PSA-Erkenntnisse und ihre Umsetzung /3/.

2.2. Spezifische Einflüsse von störfallauslösenden Ereignissen und Anlagentechnik bei LWR

Nahezu alle PSA für Leichtwasserreaktoren zeigen als dominierende einleitende Ereignisse Störungen in der Wärmeabfuhr (Transienten), Lecks am Primärkreislauf mit der Folge von Kühlmittelverlust sowie - falls nicht ausgeklammert - Einwirkungen von Außen (etwa Erdbeben). Bei der Störfallbeherrschung erweisen sich - neben direkten Ausfällen von Systemen - Ausfälle wichtiger Versorgungssysteme und auch Wechselwirkungen zwischen Systemen als bedeutsam.

Die *relativen Beiträge* einzelner störfallauslösenden Ereignisse, kombiniert mit dem Versagen von Systemen, sind *extrem anlagenspezifisch*. Betrachtet man beispielsweise 7 Studien, die zwischen 1989 und 1992 erstellt worden sind /4/, siehe auch /5/, so schwanken etwa die relativen Kernschmelz-Beiträge von Ausfällen der Eigenbedarfsversorgung zwischen rund 70 und weniger als einem Prozent, die Beiträge durch Kühlmittelverluststörfälle zwischen 85 und 15 %, wogegen die Anteile durch Transienten sich deutlich weniger unterscheiden. Jedoch tragen bei allen Anlagen Ausfälle aus gemeinsamer Ursache und Fehlhandlungen des Personals wesentlich zum Nichtbeherrschen von störfallauslösenden Ereignissen bei. In den amerikanischen und französischen Anlagen liegt der Anteil nichtbeherrschter Störfallabläufe, die von Fehlhandlungen mitverursacht sind, bei rund 80 %. In der schwedischen Studie tragen sie etwa zur Hälfte, in der deutschen (Biblis B) zu einem Drittel bei. Der Wert solcher PSA-Ergebnisse wird dadurch deutlich, daß diese verschiedenen Anteile *Unterschiede im Anlagendesign* zutage treten lassen - beispielsweise den relativ niedrigen Automatisierungsgrad der amerikanischen Anlagen. Die beiden französischen Studien beziehen auch Abschalt-pausen ein; hier sind zur Störfallbeherrschung besonders viele Handmaßnahmen erforderlich.

2.3. Angaben zur Kernschmelzhäufigkeit und zum Risiko

Als repräsentatives Ergebnis wird meist die *Kernschmelzhäufigkeit pro Reaktorbetriebsjahr* herangezogen. Sie liegt bei älteren Anlagen um 10^{-4} , bei neueren bei 10^{-5} und niedriger. Bei der Bewertung dieser Zahlen sollten unter anderem folgende Aspekte beobachtet werden. Zunächst sind - ebenso wie die relativen Anteile einzelner Ereignisabläufe - auch die Summenhäufigkeiten stark anlagenspezifisch. Zudem hängen sie vom *Umfang der jeweiligen Analysen* ab, beispielsweise, ob sie Einwirkungen von Außen berücksichtigen oder nicht. Vorschnelle Verallgemeinerungen auf andere

¹ Precursor-Ereignisse sind aufgetretene, beherrschte Störungen, die unbeherrscht zu Kernschmelzen hätten führen können

Anlagen führen daher leicht zu Fehlschlüssen. Wesentlich ist auch, ob (und wie) bereits Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes² einbezogen sind oder nicht. Insbesondere sind aber *Angaben zur Kernschmelzhäufigkeit Ergebnisse von Level-1-Analysen*, die noch nichts über das Ausmaß von Umgebungsbelastungen aussagen (beispielsweise führte der Störfall in Harrisburg zum Schmelzen des Reaktorkerns; die Folgen blieben aber auf die Anlage beschränkt). Erst durch Einbeziehung weiterer störfallbegrenzender Maßnahmen, des Verhaltens des Reaktordruckbehälters und des Containments sowie mittels Modellierung von Spaltproduktfreisetzung und -rückhaltung lassen sich - mit großen Unsicherheiten - Quellterme abschätzen, die dann als Grundlage für *Unfallfolgerechnungen* dienen. Solche Unfallfolgerechnungen beruhen auf der Anwendung von (umstrittenen) Dosis-Wirkungs-Beziehungen. Ihre Ergebnisse sind empirisch nur schwer zu überprüfen; nach den *Rechenmodellen* verursachen auch kleine Strahlendosen Krebserkrankungen, denen *in der Realität* keine Ursache zugeordnet werden könnte.

Für die Ereigniskombination 'Kernschmelzen und frühes Containmentversagen' - also den gravierendsten auslegungsüberschreitenden Störfall - ergibt ein solches Rechenmodell beispielsweise /6/ als Mittelwerte für alle witterungsbedingten Spaltprodukt-Ausbreitungsvarianten 8 Soforttote in Kraftwerksnähe und - verteilt über mehrere Millionen Quadratkilometer - rund 43.000 tödlich verlaufende Krebserkrankungen. Die Bandbreite für die errechneten Soforttoten bei diesem Störfall reicht von 0 bis nahezu 17.000, für Krebstote von 160 bis 108.000, wobei die Extremwerte zu unterschiedlichen, sich gegenseitig ausschließenden Wetterabläufen gehören. Ergebnisse dieser Art sind der Anlaß, die *Kompensation sehr großer Schäden durch sehr kleine Häufigkeiten* bei der Risikoquantifizierung anzuzweifeln; die anhaltende Diskussion über neue Sicherheitsanforderungen an Leichtwasserreaktoren wird auch von der 'Demonstration' eines weiträumigen radioaktiven Fallouts durch den Tschernobyl-Unfall beeinflusst. Es ist daher geplant, bei künftigen Anlagen unter anderem die probabilistisch erkannten Sicherheitsreserven moderner, bestehender Anlagen explizit zu nutzen. Die Anlagen sollen aufgrund ihrer Auslegung Kernschmelzereignisse so beherrschen, daß *anlagen-externe Notfallmaßnahmen* entfallen können; Unfallfolgenmodelle würden dann auch praktisch keine Todesfälle mehr ausweisen. Probabilistisch gesehen wären wesentlich gravierendere Abläufe kaum noch plausibel (vgl. Kap. 3.4.1.).

2.4. Planungsbegleitende Analysen für neue Reaktorkonzepte

Nicht zuletzt die Ergebnisse planungsbegleitender Analysen für neue Reaktorkonzepte verdeutlichen die ergänzende Funktion probabilistischer Beurteilungspraxis gegenüber deterministischen Auslegungsgrundsätzen. Erst dadurch wird quantifizierbar, welches Potential zur Vereinfachung der Systemtechnik und zur Erfüllung höherer Sicherheitsanforderungen in neuen

² Hierbei handelt es sich um Maßnahmen, die über die Beherrschung von Auslegungsstörfällen hinausgehen und bei denen die Sicherheitsreserven der Anlagen genutzt werden. Meist beruht die Planung solcher Maßnahmen wesentlich auf den Ergebnissen probabilistischer Analysen.

Anlagenentwürfen steckt. Andererseits können Unausgewogenheiten im Sicherheitskonzept und Systemschwachstellen frühzeitig entdeckt werden.

Beides läßt sich beispielhaft den Analysen zu einer Reihe von Hochtemperaturreaktoren unterschiedlicher Leistungsgröße entnehmen /7,8,9/. Wesentliche Ergebnisse der Analysen mittelgroßer Anlagen (etwa 1300 MWth) sind die Nutzungsmöglichkeiten des Spannbetonbehälters als zusätzliche Warmesenke zur Nachwärmeabfuhr bei auslegungsüberschreitenden Störfällen sowie die Aufdeckung von Spaltprodukt-Rückhalteeffekten in Brennelementen, Corestrukturen und Gebäuden. Die PRA-Ergebnisse haben hier Hinweise auf nötige FE-Arbeiten gegeben.

Für modulare Anlagen kleiner Leistung (200 MWth pro Modul), die auf die Beherrschung von Ausfällen der Nachwärmeabfuhr hin konstruiert sind, haben die Analysen Möglichkeiten aufgezeigt, durch ergänzende Maßnahmen gegen die Freisetzung der - von vornherein geringen - Spaltproduktinventare im Primärkreislauf außerhalb der Brennelemente (Oberflächenkontamination) ein ausgewogenes, sehr geringes Anlagenrisiko zu erreichen. Im Häufigkeitsbereich bis etwa $10^{-7}/a$ treten bei Unfallfolgerechnungen keine akuten Todesfälle und weniger als fünf tödlich verlaufende Krebserkrankungen auf; katastrophale Folgen sind auch für seltenere plausible Abläufe nicht erkennbar.

3. Methodische Weiterentwicklungen und erkennbare Grenzen bei probabilistischen Analysen

Es gibt einige Problembereiche bei probabilistischen Analysen, die häufig genannt werden, etwa die Bewertung von *Handlungen des Betriebspersonals* oder die Quantifizierung von *Ausfällen aus gemeinsamer Ursache* ('*common mode*'). Auf diese beiden Themen entfällt zur Zeit der größte Teil der Arbeiten zur methodischen Weiterentwicklung. Weitere Diskussionspunkte sind die Qualität von Zuverlässigkeitskenngrößen, Vollständigkeit und Aussagekraft der Analysen sowie die Frage nach Abschneidekriterien bei extrem kleinen Zahlenwerten für Eintrittswahrscheinlichkeiten und Häufigkeiten. Einige dieser Problemfelder sind PSA/PRA-spezifisch, andere stammen aus den zu jeder probabilistischen Analyse gehörenden deterministischen Untersuchungen.

3.1. Personalhandlungen

Wie die Erfahrung mit dem Betrieb von Kernkraftwerken zeigt, wären probabilistische Analysen ohne die Berücksichtigung des Einflusses von Personalhandlungen sicherlich unrealistisch. Die meisten schweren Störfälle sind durch das Betriebspersonal mitverursacht worden; andererseits gibt es auch bekannt gewordene Beispiele für Störfälle, die unplanmäßig durch das Personal beherrscht worden sind.

Allerdings ist es zur Zeit noch nicht möglich, Personalhandlungen mit der gleichen Aussagesicherheit wie die Zuverlässigkeit von Systemen in probabilistischen Analysen zu berücksichtigen. Relativ gut lassen sich Wahrschein-

lichkeiten des *Nichtausführens* von einfachen, in der Störfallsituation geforderten Handlungen quantifizieren. Solche Handlungen sind in den Betriebs- handbüchern beschrieben. Die benötigten Wahrscheinlichkeiten können entweder für einfache Handlungen direkt aus Statistiken gewonnen werden, oder sie werden für komplizierte Handlungsabläufe fehlerbaumartig kombiniert. Dabei lassen sich Zuschläge oder Abschlüsse für Streß, personelle Redundanz und ähnliche besondere Bedingungen berücksichtigen.

Umfangreiche Forschungsprogramme nutzen derzeit Simulatorexperimente zur Gewinnung und Absicherung von Fehlerwahrscheinlichkeiten, aber auch zum besseren Verständnis der Ursachen und zur Verbesserung von Anlagen- gestaltungen, Trainingsprogrammen und PSA-Operatormodellen /10/. Ziel dieser Modellverbesserung ist eine *möglichst realistische Erfassung der Handlungsmöglichkeiten des Betriebspersonals*. Praktisch nutzbare Modelle müssen zweierlei leisten: Die Identifizierung solcher Handlungen und die Quantifizierung ihrer Wahrscheinlichkeit.

3.2. Abhängige Ausfälle

Die Aufdeckung von Abhängigkeiten zwischen (redundanten) Systemen, die zu gemeinsam auftretenden und dadurch gravierenden Fehlern führen können, ist ein spezifisches Leistungsmerkmal der probabilistischen Methodik. Dabei sind nicht nur funktionelle Abhängigkeiten zu betrachten, wie sie durch gemeinsame Energieversorgung oder Hilfssysteme entstehen, sondern auch solche *Abhängigkeiten, die auf latenten Ursachen beruhen* und die gerade bei Sicherheitssystemen erst durch Tests oder in Anforderungsfällen wirksam werden. Allerdings ist die Quantifizierung solcher Fehler besonders schwierig, da die Datenbasis wegen des hohen Aufwandes zur Vermeidung solcher Ausfälle sehr schmal ist. Fehlerbaumanalysen zeigen aber, daß die Zuverlässigkeit hoch-redundanter Systeme durch abhängige Ausfälle bestimmt wird.

Benchmark-Analysen /11/ zufolge sind Interpretation und Anwendung der verfügbaren Daten zu abhängigen Ausfällen mindestens so ergebnisrelevant wie die Auswahl einer der verschiedenen Quantifizierungsmethoden (meist werden parametrische Modelle verwendet, die davon ausgehen, daß bestimmte Anteile von Einzelausfällen bei Komponenten im Prinzip bei weiteren gleichartigen Komponenten gleichzeitig hätten auftreten können). Fortschritte bei der Quantifizierung werden von einer gezielten Erhebung und Auswertung von Betriebserfahrungen erwartet. Die Art und Weise der Behandlung abhängiger Ausfälle hat einen hohen Einfluß auf das Ergebnis probabilistischer Analysen für Kernkraftwerke und muß daher ein wesentlicher Gesichtspunkt bei der Ergebnisbewertung sein.

3.3. Qualität von Zuverlässigkeitskenngrößen

Erhebung und Verarbeitung von Zuverlässigkeitskenngrößen sind von zentraler Bedeutung für die Aussagekraft probabilistischer Analysen. Dement-

sprechend umfangreich sind die verschiedenen Aktivitäten zur Datenerhebung und zum Ausbau von Datenbanken /12/.

Im Idealfall würde eine PSA Daten verwenden, die aus den Betriebserfahrungen der zu analysierenden Anlage statistisch erhoben wurden (durch regelmäßige Wiederholung der Analysen mit aktualisierten Daten ergibt sich dann eine 'Living PSA'). In der Realität reichen solche spezifischen Daten nur selten aus; es muß dann mit Daten aus anderen, ähnlichen (auch nicht-nuklearen) Anlagen gearbeitet werden, notfalls auch mit Schätzungen. Solche Datenübertragungen oder Schätzungen sind naturgemäß besonders dann erforderlich, wenn Anlagen untersucht werden, die sich erst im Planungsstadium befinden.

Zur Abschätzung der Häufigkeit bislang nicht eingetretener Ereignisse kann man unter bestimmten Voraussetzungen (etwa der Annahme einer konstanten 'Ausfallrate') für einen Betrachtungszeitraum eine obere Häufigkeitsgrenze für das Ereignis angeben ('Nullfehlerstatistik'). Eine spezielle Schwierigkeit ergibt sich, wenn Systeme nicht mehr durch Fehlerbäume gedanklich zerlegt und auf der Basis statistisch erfaßbarer Einzelkomponenten abgebildet werden können. Dies gilt für *passive Komponenten* wie Druckbehälter und Gebäudestrukturen, aber indirekt auch für *inhärente Sicherheitseigenschaften*, die in der Regel von äußeren Bedingungen, etwa geometrischen Anordnungen, abhängen. Konzepte zur Weiterentwicklung von Kernkraftwerken nutzen in unterschiedlichem Ausmaß passive Systeme und inhärente Eigenschaften zur Erhöhung der Sicherheit oder auch zur (zusätzlichen) Vereinfachung der Anlagen. Hier besteht zur Zeit noch ein methodisches Defizit bei der probabilistischen Beurteilung; zumindest ist dieses Gebiet noch nicht so weit entwickelt, daß ein *aussagekräftiger Vergleich* mit herkömmlichen, aktiven Systemen möglich ist.

3.4. Vollständigkeit der Analysen und Unsicherheit der Ergebnisse

3.4.1. Vollständigkeit

Vollständigkeit im mathematischen Sinn ist bei probabilistischen Analysen prinzipiell nicht zu erreichen. Die Anzahl der möglichen Ereignisabläufe ist nahezu unendlich groß. Dreierlei ist daher erforderlich: Eine bewußte Grenzziehung zu nicht erfaßten Ereignisabläufen, ein klarer Hinweis auf diese Abgrenzungen sowie eine möglichst vollständige Analyse innerhalb des definierten Bereichs.

Die bewußte Grenzziehung kann sowohl bestimmte Gruppen von Ereignissen - beispielsweise Sabotage - betreffen, als auch ein Abschneidekriterium setzen und Abläufe mit extrem geringen Häufigkeiten vernachlässigen. Durch die systematische Vorgehensweise probabilistischer Analysen ist die Gefahr, innerhalb der gewählten Grenzen wichtige Abläufe zu übersehen, relativ gering. Hinsichtlich der Vielzahl möglicher Abläufe läßt sich häufig zeigen, daß ähnliche Ereigniskombinationen zu Gruppen zusammengefaßt und pauschal behandelt werden können.

In der Praxis ergibt sich innerhalb des behandelten Ereignisspektrums eine Abstufung in der repräsentativen Störfallerfassung: Ausgehend von häufiger (etwa einmal pro Jahr) auftretenden auslösenden Ereignissen können - systematisch und schrittweise - Störfälle aus dem Bereich der *direkten Erfahrung* (Betrieb von Anlagen) durch Annahme und Bewertung *zusätzlicher Fehler* in den Bereich noch *nicht aufgetretener, aber plausibler Abläufe* 'weitergedacht' werden. Seine Grenze findet dieses Vorgehen, wenn Abläufe zwar logisch nicht ausgeschlossen werden können, aber nicht mehr plausibel erscheinen. Begrenzend wirkt auch, daß einleitende Ereignisse (etwa extreme Erdbeben) nicht ausschließbar sind, die als gemeinsame Versagensursache auf Sicherheitssysteme wirken, deren Verhalten sonst unabhängig wäre.

Probabilistische Analysen *müssen demnach bei einem bestimmten Häufigkeitsniveau abgebrochen werden* - auch dann, wenn gravierendere Abläufe logisch nicht ausgeschlossen werden können. *Ohne Rücksicht auf Wahrscheinlichkeiten* ergäbe sich als Resultat von Störfallbetrachtungen *immer* der maximale Schaden - im Fall von Kernkraftwerken etwa die Freisetzung aller Spaltprodukte. Die Sicherheitseinrichtungen hätten damit letztlich keine Bedeutung.

3.4.2. Unsicherheiten

Neben der Aussage-Unsicherheit, die durch die mangelnde Vollständigkeit probabilistischer Sicherheits- und Risikoanalysen entsteht, bestehen auch *Unsicherheiten im betrachteten Ereignisspektrum*. Dabei sind die spezifisch probabilistischen Unsicherheiten eigentlich das geringere Problem. Sie sind, was beispielsweise die Erhebung von Zuverlässigkeitskenngrößen betrifft, statistischer Natur und können im Prinzip quantifiziert werden; dies erfolgt auch in den meisten Analysen über die Angabe von Vertrauensbereichen (beispielsweise betragen die Bandbreiten für Kernschmelzhäufigkeiten (90 % - Konfidenzintervalle) in der Regel ein bis zwei Größenordnungen). Unsicherheiten, die durch unvollständige Abbildung der Anlage in Fehler- und Ereignisbäumen entstehen, lassen sich am ehesten durch eine externe Qualitätskontrolle vermindern ('peer review') /13/.

Die größten und zugleich kaum quantifizierbaren Unsicherheiten scheinen jedoch aus den deterministischen Untersuchungen zu stammen, die zu jeder PSA/PRA gehören. Bei den hier notwendigen phänomenologischen Untersuchungen bestehen zum Teil noch *erhebliche Kenntnislücken*, etwa bei der Bestimmung der Spaltproduktfreisetzung in die Umgebung bei schweren Störfällen, wie Benchmark-Analysen deutlich zeigen. Die Beschränkung der meisten probabilistischen Analysen auf Level-1-Betrachtungen liegt weniger in der Unsicherheit weiterer Häufigkeitsbetrachtungen ('wie oft') als mehr in den *Unsicherheiten der qualitativen und quantitativen Beschreibung möglicher Anlagenzustände* ('was, wie und wie sehr'). Naturgemäß nehmen diese Unsicherheiten zu, je weiter man sich aus dem Auslegungsbereich der Anlagen entfernt und hypothetische Ereignisse oder Ereigniskombinationen betrachtet. Insofern ist eine vermeintliche Schwäche der 'Probabilistik' geradezu eine Stärke: Die Methodik identifiziert Unsicherheiten, quantifiziert sie

(soweit dies der Stand des Wissens erlaubt) und zeigt die *Bedeutung der Unsicherheiten im Gesamtzusammenhang* /14/.

4. Schlußfolgerungen, Ausblick

Im Begriffspaar Sicherheitsanalyse/Risikoanalyse ist die Risikoanalyse der problematischere Teil, da sie zur Quantifizierung möglicher Umgebungsschäden auch die Untersuchungen von Ereignissen erfordert, die die Anlagenauslegung erheblich überschreiten und deren Ablauf häufig nur ungenau bekannt ist; zudem geht die Frage nach den Schäden über rein technische Aspekte hinaus. Daher konzentrieren sich probabilistische Studien meist auf die Beurteilung von Anlagenauslegung und Sicherheitskonzept ("probabilistische Sicherheitsanalysen"). Ihr praktischer Nutzen für Weiterentwicklungen und zur Identifizierung wichtiger sicherheitsrelevanter Fragestellungen bei Kernkraftwerken läßt sich vielfach belegen.

Die Anwendung probabilistischer Analysen hat hier ergeben, daß diese Methodik *Einblick in technische Zusammenhänge* bietet wie keine andere; sie erlaubt - zumindest im Prinzip - auch die Einbeziehung von menschlichem Verhalten und Abhängigkeiten zwischen scheinbar unabhängigen Systemen sowie eine wirkungsvolle *Nutzung von Betriebserfahrungen*. Probabilistische Analysen können den Nachweis ausreichender Schadensvorsorge und Risikominderung liefern. Jedoch lehrt die Erfahrung mit der öffentlichen Diskussion, daß *probabilistische Analysen als solche* die Akzeptanz einer Technik mit hohem Gefahrenpotential nicht bewirken. Die Produktformel der technischen Risikobetrachtung (Häufigkeit mal Schaden) wird vom Normalbürger nicht angewendet; beide Faktoren werden getrennt betrachtet - mit individuellen Präferenzen /15/.

Dennoch kann auf probabilistische Analysen nicht verzichtet werden: Nur die *Einbeziehung des nicht-auslegungsgemäßen Verhaltens* - das Wesentliche des probabilistischen Vorgehens - läßt überhaupt Vergleiche von Alternativen bei Sicherheitsbetrachtungen zu. Dies erfordert jedoch verlässliche Methoden und ausreichende Daten - beides Bereiche intensiver internationaler Forschung. Wenn es darüber hinaus noch gelingt, einen gesellschaftlichen Konsens über einzuhaltende Schutzziele bei technischen Anwendungen herzustellen, dann können probabilistische Sicherheits- und Risikoanalysen in Zukunft eine tragfähige Grundlage zur Technikbewertung - auch der Kerntechnik - sein.

5. Literatur

1. Procedures for Conducting Probabilistic Safety Assessments of Nuclear Power Plants (Level 1), Safety Series No. 50-P-4, IAEA, Vienna 1992
2. M.F. Versteeg, Showing Compliance with Probabilistic Safety Criteria and Objectives, Reliability Engineering & System Safety, Vol. 35 No. 1, 1992

3. S. Hirschberg, Prospects for Probabilistic Safety Assessment, (zur Veröffentlichung eingereicht bei Nuclear Safety)
4. W. Werner et al., Results of Recent Risk Studies in France, Germany Japan, Sweden and the United States, enthalten in: State of the Art of Level-1 PSA Methodology, Report of Task 9 of CSNI Principal Working Group No. 5, Januar 1993 (Veröffentlichung in Vorbereitung)
5. W. Werner, Aktuelle Ergebnisse zu probabilistischen Sicherheitsanalysen, atw, März 1991
6. Gesellschaft für Reaktorsicherheit, Deutsche Risikostudie Kernkraftwerke Fachband 8: Unfallfolgenrechnung und Risikoergebnisse, Verlag TÜV Rheinland, 1981
7. KFA-ISF, Zum Störfallverhalten des HTR-500 - Eine Trendanalyse - Jül-Spez-220, Sept. 1983
8. KFA-ISF, Zum Störfallverhalten des HTR-Modul- Eine Trendanalyse - Jül-Spez-260, Juni 1989
9. KFA-ISF, Zum Störfallverhalten des HTR-100 - Eine risikorientierte Analyse -, Jül-Spez-477, Dez. 1988
10. V. Joksimovich et al., EDF/EPRI Collaborative Program on Operator Reliability Experiments, Proc. of the Intern. ENS/ANS Conference on Thermal Reactor Safety "Nucsafe 88", Avignon, Oct. 1988
11. A. Poucet, 'Insights from the Benchmark Exercises and Impact on Methodological Development", Reliability Engineering and System, 31 (1991) 65-90
12. H.W. Kalfsbeek et al., Overview of the Involvement of the Commission of the European Communities in the Development and Use of Probabilistic Safety Assessment, PSA '91, Proc. of an Intern. Symposium, IAEA, Vienna 1992
13. S. Hirschberg, Experience from international peer reviews of probabilistic safety assessments. PSA 91, Proc. of an Intern. Symposium, IAEA, Vienna 1992
14. K. Köberlein, Möglichkeit und Grenzen der probabilistischen Sicherheitsanalyse, GRS-89, Februar 1992
15. K. Adam, Von Sokrates lernen. Risiko und Konsens in der Energiepolitik schließen sich aus. Frankfurter Allgemeine Zeitung, 25.4.1991

U. Hauptmanns, W. Werner, Engineering Risks - Evaluation and Valuation. Springer-Verlag, 1991

Strategie zur Ausnutzung der Sicherheitsreserven von Kernkraftwerken

Leopold Weil

1. Einleitung

Ein hohes Sicherheitsniveau von Kernkraftwerken ist wegen ihres beträchtlichen Gefährdungspotentials unabdingbare Voraussetzung für ihren Bau und Betrieb. Im atomrechtlichen Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren wird im Detail geprüft, ob die erforderliche Schadensvorsorge nach dem Stand von Wissenschaft und Technik getroffen ist. Diese Schadensvorsorge wird insbesondere gewährleistet durch umfangreiche technische und administrative Sicherheitsmaßnahmen, die in allgemeiner Form in den Sicherheitskriterien für Kernkraftwerke /1/ beschrieben sind. Das tief gestaffelte Sicherheitskonzept zur Vorsorge gegen Schäden und die verschiedenen Barrieren zum sicheren Einschluß der Spaltprodukte stützen sich dabei auf die Wirksamkeit der verwendeten Sicherheitssysteme, deren Auslegung auf der Basis von deterministisch festgelegten Störfällen erfolgt und deren Zuverlässigkeit im Genehmigungsverfahren nachgewiesen werden muß.

Die Berechnungsgrundlagen für die Umsetzung der Schutzziele aus der Störfallanalyse in konkrete Auslegungsdaten enthalten z.T. erhebliche Konservativitäten, die dazu führen, daß Kernkraftwerke auch über die betrachteten Auslegungstörfälle hinaus erhebliche Sicherheitsreserven besitzen. Es hat in den zurückliegenden Jahren erhebliche Anstrengungen gegeben, diese Sicherheitsreserven zu analysieren und sie im Hinblick auf auslegungsüberschreitende Störfälle verfügbar zu machen.

Das geeignete Instrument zur Ermittlung von Sicherheitsdefiziten und -reserven ist die probabilistische Sicherheitsanalyse. Hierbei werden auch auslegungsüberschreitende Ereignisse und deren Auswirkungen betrachtet, wobei ihre Eintrittswahrscheinlichkeit berücksichtigt wird. Untersuchungen zeigen, daß durch einfache Maßnahmen technischer bzw. organisatorischer

Art Schäden bei auslegungsüberschreitenden Ergebnisabläufen vorgebeugt oder der Schadensumfang begrenzt werden kann.

Diese Maßnahmen des sogenannten anlageninternen Notfallschutzes bewirken eine erhebliche Reduktion des Gefährdungspotentials, ohne daß weitere Modifikationen auf der Ebene der Anlagenauslegung notwendig werden.

Dieser Bezug zwischen Auslegung, probabilistischer Sicherheitsanalyse und anlageninternem Notfallschutz wird im folgenden genauer erläutert.

2. Die Auslegung von Kernkraftwerken

Bei der Auslegung von Kernkraftwerken sind im Hinblick auf die Einhaltung des übergeordneten Schutzziels nach §1 AtG und den radiologischen Bestimmungen für den Betrieb in § 45 StrlSchV und für Störfälle in § 28 (3) StrlSchV bestimmte Vorsorgeprinzipien zu beachten. Die wichtigsten sind Redundanz, Diversität, räumliche Trennung und sicherheitsgerichtetes Systemverhalten /2/ /3/.

Kennzeichnend für die Kerntechnik ist eine ständige Qualitätssicherung sowohl beim Bau als auch während des Betriebs der Anlagen (Wiederholungsprüfungen). Von besonderer Bedeutung ist dabei das Reaktorschutzsystem. Es hat die Aufgabe, gemeinsam mit anderen aktiven sicherheitstechnischen Einrichtungen (u.a. Reaktorschnellabschaltssystem, Not- und Nachkühlsystem, Hochdruck-Sicherheitseinspeisung, Notspeisesystem, Notstromversorgung, Sicherheitsbehälterabschluß), die Integrität der Barrieren gegen die Freisetzung von radioaktiven Stoffen in die Umwelt zu wahren, indem bei Erreichen von Grenzwerten wichtiger Prozeßvariabler automatisch Schutzaktionen ausgelöst werden. Die Auslegung gegen Störfälle ist maßgebend für das sicherheitstechnische Konzept moderner Kernkraftwerke. Dabei ist grundsätzlich zu unterscheiden zwischen Kühlmittelverluststörfällen und Transientenstörfällen. Störfälle können zum einen durch anlageninterne Ereignisse (z.B. Systemausfälle, Rohrleitungsbruch) ausgelöst werden, zum anderen durch natur- oder zivilisationsbedingte äußere Einwirkungen (EVA-Störfälle). Die wichtigsten äußeren Einwirkungen sind Erdbeben, Flugzeugabsturz und Explosionsdruck-

welle. Für alle zu betrachtenden Störfälle sind die sichere Abschaltung auf Dauer, die zuverlässige Abfuhr der Nachwärme und die kontrollierte Aktivitätsrückhaltung zu gewährleisten.

3. Die probabilistische Sicherheitsanalyse

Bei der im vorausgegangenen Kapitel erläuterten Auslegung bleiben bestimmte Ereignisabläufe geringer Eintrittswahrscheinlichkeit unberücksichtigt - sogenannte auslegungsüberschreitende Ereignisse -.

Im Rahmen einer probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA) werden Eintrittswahrscheinlichkeit und Auswirkungen solcher auslegungsüberschreitender Ereignisse quantitativ ermittelt. Die PSA hat sich im Laufe des letzten Jahrzehnts zu einem unverzichtbaren Instrument für die sicherheitstechnische Bewertung von Kernkraftwerken entwickelt und gehört in diesem Bereich zum Stand von Wissenschaft und Technik /4/.

In Anlehnung an die Untersuchung /5/ sind das Kennenlernen der Anlage, die Auswahl störfallauslösender Ereignisse, die Ereignisablaufanalyse und die Fehlerbaumanalyse wesentliche methodische Bestandteile einer PSA. Hierzu sind ebenfalls die Untersuchung von Wirksamkeitsbedingungen der Systemfunktion, die Ermittlung von Zuverlässigkeitskenngrößen sowie die Berücksichtigung von Personalhandlungen und von abhängigen Ausfällen zu zählen. Für eine ausführliche Darstellung der PSA - Methodik wird auf /5/ /6/ und /7/ verwiesen.

Im einzelnen können Modelle und Resultate der PSA im Hinblick auf folgende Aspekte von Nutzen sein /5/:

- Vertieftes Verständnis des Anlagenverhaltens insbesondere hinsichtlich der Beurteilung von Anlagensituationen mit sicherheitstechnischer Bedeutung,
- Erörterung aktueller Sicherheitsfragen zwischen den an der Sicherheitsbeurteilung Beteiligten,

- Quantitative Beurteilung des Sicherheitsniveaus einer Anlage (relative systemtechnische Kenngrößen, aber nicht absolute quantitative Kriterien),
- Optimierung von Auslegung und Betrieb der Anlage, insbesondere durch Identifizierung und Beseitigung etwaiger Schwachstellen,
- Überwachung der zeitlichen Entwicklung quantitativer Sicherheitsmerkmale während der Lebensdauer der Anlage (Living PSA)
- Weiterentwicklung von technischen Spezifikationen, Prüf- und Wartungsstrategien,
- Bewertung von Änderungs- und Nachrüstmaßnahmen,
- Ermittlung und Beurteilung möglicher Anlagenschadenzustände und von anlageninternen Notfallschutzmaßnahmen,
- Ausbildung und Training des Anlagenpersonals.

Ausführlicher wird auf die PSA im Beitrag von Wolters und Mertens zu dieser Schrift eingegangen.

4. Ausnutzung von Sicherheitsreserven durch Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes

Unter "anlageninternem Notfallschutz" wird die Gesamtheit aller Maßnahmen verstanden, die in einem Kernkraftwerk ergriffen werden, um auslegungsüberschreitende Störfälle, d.h. nicht vorhergesehene bzw. nicht auslegungsgemäß beherrschte Anlagenzustände oder Ereignisabläufe möglichst frühzeitig zu erkennen, zu kontrollieren und mögliche Auswirkungen innerhalb und außerhalb der Anlage zu vermeiden bzw. wirksam zu begrenzen.

International werden die Konzepte und Maßnahmen zur Beherrschung und Begrenzung der Folgen auslegungsüberschreitender Ereignisse unter dem Begriff "Accident Management" (AM) zusammengefaßt.

Ausgehend von den Ergebnissen der PSA ergibt sich die in Abbildung 1 schematisch dargestellte Strategie zur Ausnutzung von Sicherheitsreserven. Auf diesem Weg wurden bereits eine Reihe von Ergebnissen erzielt.

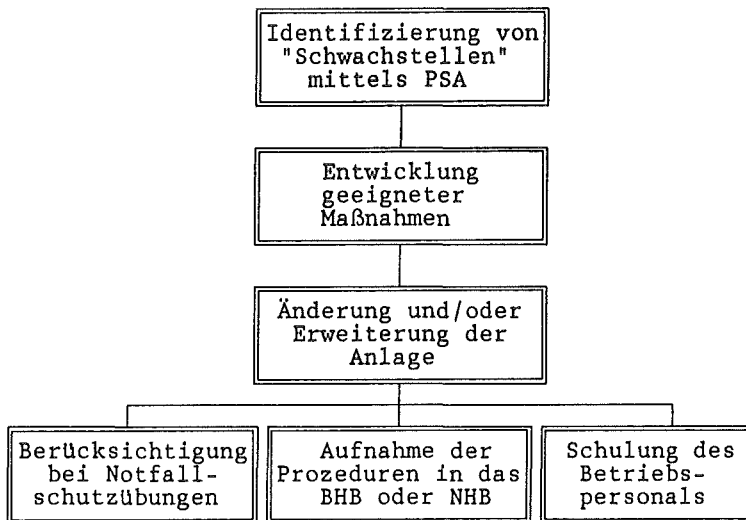


Abb. 1 Strategie zur Ausnutzung von Sicherheitsreserven nach Hartel und Reim /8/

Für Druck- und Siedewasserreaktoren gehören folgende Maßnahmen zum Bereich der Prävention:

- das sekundär- und primärseitige Druckentlasten der Kreisläufe und die Wiederbespeisung (DWR)
- zusätzliche Ein- und Nachspeisemöglichkeiten für den Reaktordruckbehälter (SWR)

- Sicherstellung der Notstromversorgung durch Verbindung benachbarter Blöcke, Erhöhung der Batteriekapazität, Netzzückschaltung.

Der Unfallfolgenbegrenzung dienen:

- Gefilterte Druckentlastung des Containments
- Vermeidung von Wasserstoffexplosionen
- Sicherung des Containmentabschlusses

Für eine ausführlichere Darstellung wird auf den Bericht /9/ verwiesen. Grundsätzlich ist hervorzuheben, daß die Auswahl der Notfallschutzmaßnahmen schutzzielorientiert und nicht ereignisorientiert - wie im Bereich der auslegungsgemäß beherrschten Störfälle - erfolgt. Von zentraler Bedeutung sind die Schutzziele Gewährleistung der Reaktivitätskontrolle, Aufrechterhaltung der Kernkühlung und die Sicherung der Aktivitätsrückhaltung.

5. Bewertung von Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes

In der Deutschen Risikostudie Kernkraftwerke (Phase B) /7/ wurde quantitativ ermittelt, welche Verringerung der Kernschmelzhäufigkeit durch Maßnahmen des anlageninternen Notfallschutzes erreicht werden kann (Referenzanlage: DWR Biblis B, 1300 MWe). Folgende Maßnahmen wurden berücksichtigt:

- Druckabsenkung im Primärkreis zur Vermeidung des Kernschmelzens unter hohem Druck,
- die Vermeidung des Versagens des Sicherheitsbehälters durch Wasserstoffverbrennung,

- die gezielte Druckentlastung des Sicherheitsbehälters über Filter zur Verhinderung eines späten Überdruckversagens und zur Verminderung der Freisetzung von Spaltprodukten beim Durchdringen des Reaktorfundaments,
- die Begrenzung der Ausbreitung von Spaltprodukten im Grundwasser beim Durchschmelzen des Reaktorfundaments.

Rechnerisch ergab sich durch diese Maßnahmen eine Reduktion der Kernschmelzhäufigkeit von $2,5 \cdot 10^{-5}/a$ auf $3,9 \cdot 10^{-6}/a$, d.h. eine Verringerung um fast eine Größenordnung. Dieses Ergebnis belegt das Ausmaß der Sicherheitsreserven, welches durch AM-Maßnahmen verfügbar gemacht werden kann.

Die weitere Umsetzung dieser Maßnahmen ist gegenwärtig eine der bedeutsamsten Entwicklungen auf dem Gebiet der Reaktorsicherheit, insbesondere im Hinblick auf die Entwicklung neuer Reaktorkonzepte mit noch höheren Sicherheitsreserven. Dieser Prozeß führt zu einer spürbaren Verringerung des verbleibenden Restrisikos und sollte nicht ohne Einfluß auf die Akzeptanz der Kernenergie durch die Öffentlichkeit bleiben.

Der Autor dankt Herrn Dr. H.P. Berg, Herrn Dr. R. Görtz, Frau Dr. H. Schott, Herrn Dipl.-Ing. T. Fröhmel, Frau Dipl.-Ing. N. Bath und Herrn Dr. T. Schaefer von der Abteilung KT 1 des Fachbereichs Kerntechnische Sicherheit des Bundesamtes für Strahlenschutz für ihre Unterstützung bei der Abfassung und der Redaktion dieses Berichts.

7. Literatur

1. Der Bundesminister des Innern:
Bekanntmachung der Sicherheitskriterien für
Kernkraftwerke vom 21. Okt, 1977
Bundesanzeiger Nr. 206 vom 03.11.1977
2. Der Bundesminister des Innern:
Leitlinien zur Beurteilung der Auslegung von
Kernkraftwerken mit Druckwasserreaktoren gegen
Störfälle im Sinne des § 28 Abs. 3 StrlSchV
- Störfall-Leitlinien -
Bundesanzeiger 35 (1983) Nr. 245a, S. 3-9
3. Der Bundesminister des Innern:
Störfallberechnungsgrundlagen für die Leitlinien des BMI zur Beur-
teilung der Auslegung von Kernkraftwerken mit DWR gemäß § 28
Abs. 3 StrlSchV.
Bundesanzeiger 35 (1983) Nr. 245a, S. 11-24
4. Berg,H.P., Herttrich,P.M., Werner, W.:
Erfahrungen mit der PSA in Deutschland aus der Sicht von Behörden
und Sachverständigen.
in:
Berichtsheft der Jahrestagung Kerntechnik 92, Fachsitzung
Probabilistische Sicherheitsanalysen (PSA) - Stand der Erfahrungen,
Hrsg.: Deutsches Atomforum, INFORUM Verlag, Bonn, Mai 1992,
S. 33 - 53
5. PSA-Leitfaden
Facharbeitskreis "Probabilistische Sicherheitsanalysen für Kernkraft-
werke".
Oktober 1990
6. Berg,H.P.; Schott,H.
Probabilistische Sicherheitsanalysen - Aktueller Status,
Weiterentwicklung von Methoden und Modellen, Anwendungen -
BfS-Bericht KT-3/92, Dezember 1992
7. Gesellschaft für Reaktorsicherheit mbH:
Deutsche Risikostudie, Phase B.
GRS, Verlag TÜV Rheinland, Köln 1989

8. Hartel, W., Reim, W.:
Notfallmaßnahmen und deren Einsatzstrategie aus der Sicht der Betreiber
Jahrestagung Kerntechnik '91, 14.-16. Mai 1991 Bonn
9. Berg, H.P.; Fröhmel, T.:
Stand von Wissenschaft und Technik auf dem Gebiet des anlageninternen Notfallschutzes zur Verminderung von Unfallfolgen bei Leichtwasserreaktoren
BfS-Bericht KT-4/93, Januar 1993

Entsorgungsaufgaben in der Energietechnik

Hans-Paul Drescher

Walter Weirich

Der Begriff "Entsorgung" ist eine Wortschöpfung der Kerntechnik. Nachlesen in alten Lexika zeigt, daß die deutsche Sprache den Begriff "Entsorgung" vor 20-25 Jahren nicht kannte. Anfang der 70er Jahre tauchte der seinerzeit als etwas gekünstelt aufgefaßte Begriff für kerntechnische Dienstleistungsaufgaben zur Schließung des Brennstoffkreislaufs und zur Endlagerung auf.

Ebenso wie bei der Sicherheitstechnik betrat die Kerntechnik auch in Bezug auf die Entsorgung gedankliches und technisches Neuland. War nach Ende der 60er Jahre die wesentliche Sorge der Energiewirtschaft neben den fossilen Energieträgern die befürchtete kurzfristige Verknappung des Natururans, so wurde 10 Jahre später die nukleare Entsorgung das Nadelöhr der Kernenergie und bleibt es bis heute. 15 Jahre später erst reift die Erkenntnis, daß Entsorgung eine der Voraussetzungen für das Funktionieren unserer Industriegesellschaft ist. Ob die in der Kerntechnik entwickelten Lösungsansätze tragfähig und vielleicht gar richtungsweisend für andere Bereiche der Technik sind oder aber in eine Sackgasse führen, ist z.Z. Spekulation; Gewißheit ist nur das große Gewicht der Entsorgungsaufgaben, sowohl in der nuklearen als auch in der konventionellen Technik.

Wer Gelegenheit zu Diskussionen mit Herrn Prof. Schulten Anfang der 70er Jahre hatte, weiß, daß die angedeutete Fragestellung bei ihm und in seinem Umfeld zu dieser Zeit bereits erkannt war. Höhere Priorität hatten sicherlich die sicherheitstechnischen Fragen, die bereits "Chefsache" waren und dies viele Jahre, bevor sie in der Branche zum Thema und dann auch zum Modethema wurden und halbwegs mutig erst in den letzten Jahren diskutiert werden. Die Entsorgungsproblematik war aber erkannt und führte zu Veröffentlichungen wie "Geschlossene Kreisläufe in der Energie- und Rohstofftechnik" (1975), deren Titel man im Rückblick fast als historisch bezeichnen möchte. Die Arbeiten zum Thema Entsorgung betrafen aber nicht nur Grundsatzfragen, sondern gingen bis in die handfesten Details, z.B. trockene Zwischenlagerung, direkte Endlagerung, Sicherheits- und Genehmigungsfragen außerhalb des Reaktors usw. Einige Male wurde diskutiert, daß gewisse Vorteile des kugelförmigen Brennelementes, z.B. in Bezug auf die direkte Endlagerung, intensiv als "Verkaufsargument" für den Hochtemperaturreaktor genutzt werden müßten. Vielleicht wäre dies zu früh gewesen. Das große Gewicht der Entsorgungslast für die Leichtwasserreaktoren wurde erst später offenkundig und damit auch die endgültige Bedeutung "Ge-

schlossener Kreisläufe" für die Zukunft dieser Technik.

Nach diesem Abstecher in die Kerntechnik stehen im folgenden die analogen Fragen zur konventionellen Kraftwerkstechnik an. Bei der Verbrennung von fossilen Energieträgern fallen jedes Jahr in Deutschland Millionen Tonnen Reststoffe an. Hierbei handelt es sich nicht um Mengen, die z.B. bei der Kohlegewinnung als Abraum oder Bergematerial anfallen, sondern um Massenströme, die die Kesselanlage und die Rauchgasreinigung passieren und dann entsorgt oder verwertet werden müssen. Besonderes Gewicht haben die hiermit verbundenen Fragen mit den Fortschritten der Rauchgasreinigung, insbesondere der Entschwefelungsverfahren, die praktisch erst in den letzten 10 Jahren eingeführt wurde, und durch die viele Rückstände erst in konzentrierten Mengen anfallen.

1991 wurden ca. 90,5 % des Weltenergieverbrauchs in Höhe von 11,1 Mrd. t SKE durch fossile Energieträger bereitgestellt. Dieser jährliche Verbrauch entspricht einem Energieäquivalent, daß aufgrund natürlicher Prozesse über 500.000 Jahre aufgebaut wurde. Der Einsatz von Kohle, Holz, Erdöl und Erdgas belastet heute die Umwelt mit Verbrennungsprodukten und -rückständen, deren Auswirkung auf die Biosphäre (CO_2 -Problematik) nicht nur in Fachkreisen diskutiert wird. Themen des Umweltschutzes und die Schonung natürlicher Ressourcen werden die weitere Nutzung fossiler Energieträger in Zukunft stärker als bisher bestimmen müssen. Zur Ressourcenschonung können neue Kraftwerkskonzepte mit höchsten energetischen Wirkungsgraden beitragen. Beispiele sind GuD-Kraftwerke und die Verbrennung von Kohle in der druckaufgeladenen Wirbelschicht. Der zunehmende Einsatz minderwertiger Brennstoffe und die thermische Verwertung von Abfallstoffen lassen der Entsorgung/Verwertung der Aschen und den Reaktionsprodukten aus der Rauchgasreinigung eine größere Bedeutung zukommen.

Die Maßnahmen zur Minderung der Emissionen aus Kraftwerken und Feuerungsanlagen (TA-Luft 1986) senkten im vergangenen Jahrzehnt die Konzentrationen von Staub, SO_2 und NO_x nachhaltig ab. Zwangsläufig fielen mehr Reststoffe in Form von Stäuben, REA-Rückständen und -Abwässern an. Noch strengere Emissionsauflagen gelten für Abfallverbrennungsanlagen, die in der 17. BImSchV und der kürzlich von Bundestag verabschiedeten TA-Siedlungsabfall festgeschrieben sind. Daraus resultierende Anforderungen, wie Dioxinzerstörung und Schwermetallrückhaltung, erfordern bis 1995 umfangreiche Nachrüstmaßnahmen.

Im folgenden werden Entsorgung und Verwertung der Reststoffe aus Kohlefeuerungen und Abfallverbrennungsanlagen diskutiert. Die Unterschiede hinsichtlich der anfallenden Mengen und ihrer Toxizität sind beträchtlich. Die Reststoffe sind von der Brennstoffzusammensetzung, dem Verfahren und den chemischen

Reagenzien zur Emissionsminderung bestimmt.

Reststoffe aus Kohlefeuerungen

In Tabelle 1 sind die wichtigsten Techniken zur Staub- und SO₂-Abscheidung mit den anfallenden Reststoffen zusammengestellt.

Tab. 1: Techniken zur Rauchgasreinigung und Reststoffe

Minderungstechnik	Reststofftyp
Staubabscheider	- Flugaschen
Additivzugabe (Wirbelschichtfeuerung)	- Wirbelschichtflugaschen
Trockenadditivverfahren	- Calcium-Trockenadditivreststoff - Alkali-Trockenadditivreststoff
Trockensorptionsverfahren	- Trockensorptionsreststoff
Sprühabsorptionsverfahren	- Sprühabsorptionsreststoff
Naßabsorptionsverfahren	- REA-Gips - Sulfit-/Sulfatschlamm - Alkaliwäscherreststoff - REA-Abwasser
Adsorption an Herdofenkoks	- beladener Herdofenkoks

Die Flugaschen weisen 15 - 45 Gew. % unverbrannte Kohlepartikel auf, an denen bis zu 15 Gew. % Schwefelsäure adsorbiert sein können. Der verbleibende anorganische Rest enthält überwiegend glasartige und kristalline Verbindungen auf der Basis von Alumosilikaten. Ihre Verwertung erfordert in der Regel die Trennung in eine kohlenstoffarme und kohlenstoffreiche Fraktion. Die kohlenstoffhaltige Fraktion kann als Zusatzbrennstoff in Kraftwerken oder in der Zementindustrie verfeuert werden; sie wird aber auch als Rohstoff zur Ziegelherstellung eingesetzt. Die kohlenstoffarme Fraktion findet als Zuschlagstoff in der Zement- und Betonindustrie Verwendung und dient als Verfüllmaterial im Bergbau und Landschaftsbau.

Wirbelschichtflugaschen haben geringere Kohlenstoffgehalte zwischen 5 - 10

Gew. %. Die Anteile von Brennstoffasche und Entschwefelungsanteil schwanken zwischen 1 : 1 und 2 : 1. Der Entschwefelungsanteil enthält zu etwa gleichen Anteilen Anhydrit und Kalk. Hinzu kommen noch kleinere Mengen Calciumcarbonat und -chlorid. Verwertungsmöglichkeiten sind ebenfalls in den vorgehend genannten Industrien gegeben. Die Aufbereitung ist aber kostenintensiver.

Calcium-Trockenadditivreststoffe unterscheiden sich von Wirbelschichtflugaschen primär durch einen höheren Entschwefelungsanteil. Der in der Feuerung zur Reaktion gebrachte Kalk vermag wegen der geringen Verweilzeit nur unvollständig mit den Sauergasen zu reagieren. Entsprechend hoch sind die Anteile an "Freikalk" und Carbonat im Entschwefelungsprodukt.

Die geringere Entschwefelungsleistung und offene Entsorgungsfragen begrenzen den Einsatz des Trockenadditivverfahrens der Bundesrepublik.

Alkalische Additive wie Natriumhydrogencarbonat, aber auch solche auf Calciumbasis, werden in fein gemahlener Form mit den bereits vorentstaubten Rauchgasen zwischen 150 und 250 °C zur Reaktion gebracht. Unter Verwendung von Natriumhydrogencarbonat setzt sich der Reststoff zu 60 - 80 Gew. % aus Natriumsulfat, dem Reagenz und Natriumchlorid zusammen. Kohlenstoff- und Aschebestandteile sind durch die Effizienz der vorgeschalteten Staubabscheidung bestimmt. Eine stoffliche Verwertung zielt auf die Gewinnung von reinem Natriumsulfat und dessen Einsatz in der Waschmittel- oder Glasindustrie ab. Die Aufbereitung erfordert die Separierung der Flugaschebestandteile und eine mehrstufige Vakuum eindampfkristallisation.

Entwässerte Reststoffe aus Alkaliwäschen sind den vorgenannten ähnlich und es bestehen analoge Verwertungsmöglichkeiten.

Produkte aus Sprühabsorptions- und Trockensorptionsverfahren sind hinsichtlich ihrer chemischen und mineralogischen Zusammensetzung vergleichbar. Der Entschwefelungsanteil liegt verfahrensbedingt bei der Trockensorption zwischen 40 und 50 Gew. % und bei der Sprühsorption zwischen 60 und 70 Gew. %. Die Sulfit-/Sulfatgehalte weisen ein Verhältnis von ca. 4 : 1 auf. Nicht reagierte Hydroxid- und Carbonatverbindungen (Anteile \approx 2 : 1) sind neben Chloriden und Flugaschen weitere Inhaltsstoffe. Aufbereitungsverfahren erfordern die Oxidation des Sulfits. Es kann in getrockneter Form bei Temperaturen von 800 - 900 °C und unter hohen Sauerstoffpartialdrücken zum Anhydrit oxidiert werden; es läßt sich aber auch nach Auflösen in Wasser bei einem pH-Wert \approx 4 unter Luftzufuhr in Dihydrat umwandeln. Verwertungsmöglichkeiten bestehen dann im Baustoffsektor.

Die Naßabsorptionsverfahren mit Kalkstein als Reagenz sind in der Bundes-

republik die bevorzugte Technik zur Entschwefelung der Kohlekraftwerke. Die eingesetzten Reagenzien werden im Gegensatz zu den Trockensorptionsverfahren praktisch vollständig umgesetzt, so daß die Additivverbräuche und die Entsorgungskosten günstiger sind.

Die in den Braunkohlekraftwerken des Rheinischen Reviers anfallenden Reststoffmengen zeigt Tabelle 2. Jährlich werden 90-100 Mio. t Kohle zur Stromerzeugung verfeuert.

Tab. 2: Reststoffmengen aus den Braunkohlekraftwerken des Rheinischen Reviers

Naßasche	Flugasche	Summe Asche	Gipsmenge (15 % Rest- feuchte)	REA-Wasser zur Asche- befeuchtung
(t/a)	(t/a)	(t/a)	(t/a)	(m³/a)
1225000	4910000	6135000	1270000	755000

Die Naßasche besteht zu über 90 Gew. % aus SiO_2 . Die Flugaschen enthalten neben Siliziumoxid Stoffverbindungen auf Al_2O_3 -, Fe_2O_3 -, CaO -, MgO - und SO_3 -Basis. Braunkohleaschen werden nach einer Befeuchtung mit Wasser in den Tagebau rückverfüllt. Für die anfallenden Gipsmengen bestehen noch keine gesicherten Absatzmöglichkeiten. Als Konsequenz ist die Deponierung im Tagebau der bevorzugte Entsorgungsweg. Die ausgeschleusten Prozeßwässer sind mit Chloriden (ca. 10-20 g/l), Sulfaten, Schwermetallen und weiteren Anionen wie Nitrat und Fluorid belastet. Nach der Ausfällung gelöster Schwermetalle erfolgt in der Regel ihre Ableitung in den Vorfluter.

Kraftwerkstypische Mischungen aus Asche und REA-Gips weisen günstige Deponateigenschaften auf (Festigkeit, Wasserdurchlässigkeit und Auslaageverhalten). Eine Verwendung der chloridhaltigen REA-Abwässer zur Abbindung der Asche/Gips-Mischungen verringert darüber hinaus ihre Wasserdurchlässigkeit, verbessert das Elutionsverhalten und erhöht die Druckfestigkeit. Offensichtlich begünstigen die Inhaltsstoffe des REA-Abwassers die Abbindereaktionen und bewirken mit der Bildung neuer mineralischer Phasen eine Gefügeverdichtung und eine Verringerung des Porenvolumens.

Zukünftige Verwertungsmöglichkeiten der REA-Produkte aus Braunkohlekraftwerken bestehen in der Gips- und Baustoffindustrie. Vielversprechend erscheint die Herstellung von Alpha-Halbhydrat, einem Produkt, dessen Marktsegmente

im Steinkohlenbergbau (hochwertige Bergbaumörtel) und im Wohnungs- und Industriebau zu sehen sind.

Für die im REA-Abwasser gelösten Salze zeichnet sich nach einer Auskristallisation eine industrielle Wiederverwertung in Form von NaCl ab. Das verdampfte und wieder kondensierte Wasser kann in den REA-Prozeß zurückgeführt werden.

Tabelle 3 zeigt den Stand der Reststoffverwertung aus Steinkohlefeuerungen. Hier ist das Ziel der weitgehenden Wiederverwertung erreicht.

Tab. 3: Reststoffe aus Steinkohlekraftwerken

Reststoff	Menge in 1000 t	Verwertungsquote	Verwertende Industrien
Flugasche	2780	85 %	- Straßenbau - Zementindustrie - Baustoffindustrie - Bergbau
Grobasche und Granulate	4170	100 %	
REA-Gips	2500	< 90 %	- Gipsindustrie - Straßenbau - Zementindustrie - Baustoffindustrie - Bergbau
Wirbelschichtasche	385	> 70 %	- Baustoffindustrie

Reststoffe aus Abfallverbrennungsanlagen

Abfallverbrennungsanlagen dienen nicht primär der Energieerzeugung, sondern

erfüllen eine Aufarbeitungsfunktion durch "thermische Behandlung" ihrer Einsatzstoffe. Ziel ist die Inertisierung der zur Verbrennung gelangenden Stoffe.

Die besonderen Eigenschaften der Einsatzstoffe sind z.T. extrem, aber dennoch oft vergleichbar mit der Energieerzeugung auf der Basis von z.B. Ballastkohle, Chemierohstoffen und sonstigen Ersatzbrennstoffen. Der große Fortschritt dieser Technik in den letzten Jahren zeigt deshalb das allgemeine technische Potential besonders deutlich. In Deutschland werden derzeit 48 Hausmüllverbrennungsanlagen betrieben. Die bei der Verbrennung von 1 t Müll anfallenden Reststoffe zeigt in grober Form Tabelle 4.

Tab. 4: Reststoffe aus der Müllverbrennung pro t Einsatzstoff

Massenstrom	Anteil (kg)
Müllverbrennungsschlacke	250 - 350
Kesselasche	2 - 12
Filterstaub	10 - 30
Rauchgasreinigungsrückstand	10 - 30

Die hohen Bandbreiten der jeweiligen Massenströme liegen in der schwankenden Müllzusammensetzung und den Verfahren zur Rückhaltung der Schadstoffe begründet.

Die jährlich anfallenden Schlacken in Höhe von ca. 2,7 Mio. t werden zu etwa $\frac{2}{3}$ aufbereitet und verwertet. Das Schlackenmaterial ist ausreichend frostbeständig und findet überwiegend als Füllmaterial im Straßenbau Verwendung. Nicht verwertbare Reste werden einer nochmaligen Verbrennung zugeführt oder deponiert. Die Kesselasche wird in den meisten Anlagen gemeinsam mit den Schlacken ausgetragen. Sie weist aufgrund ihrer chemischen Zusammensetzung einen höheren Anteil mobilisierbarer Schwermetalle auf und wird zukünftig zusammen mit Filterstäuben abgelagert oder behandelt werden müssen. Die Filterstäube und Rauchgasreinigungsrückstände enthalten hohe Anteile leichtlöslicher Salze und toxischer Schwermetalle. Sie werden in Untertagedeponien endgelagert.

Neue Anlagenkonzepte zur Rauchgasreinigung müssen niedrigste Emissionswerte realisieren und die Reststoffe bezüglich Menge und Toxizität minimieren.

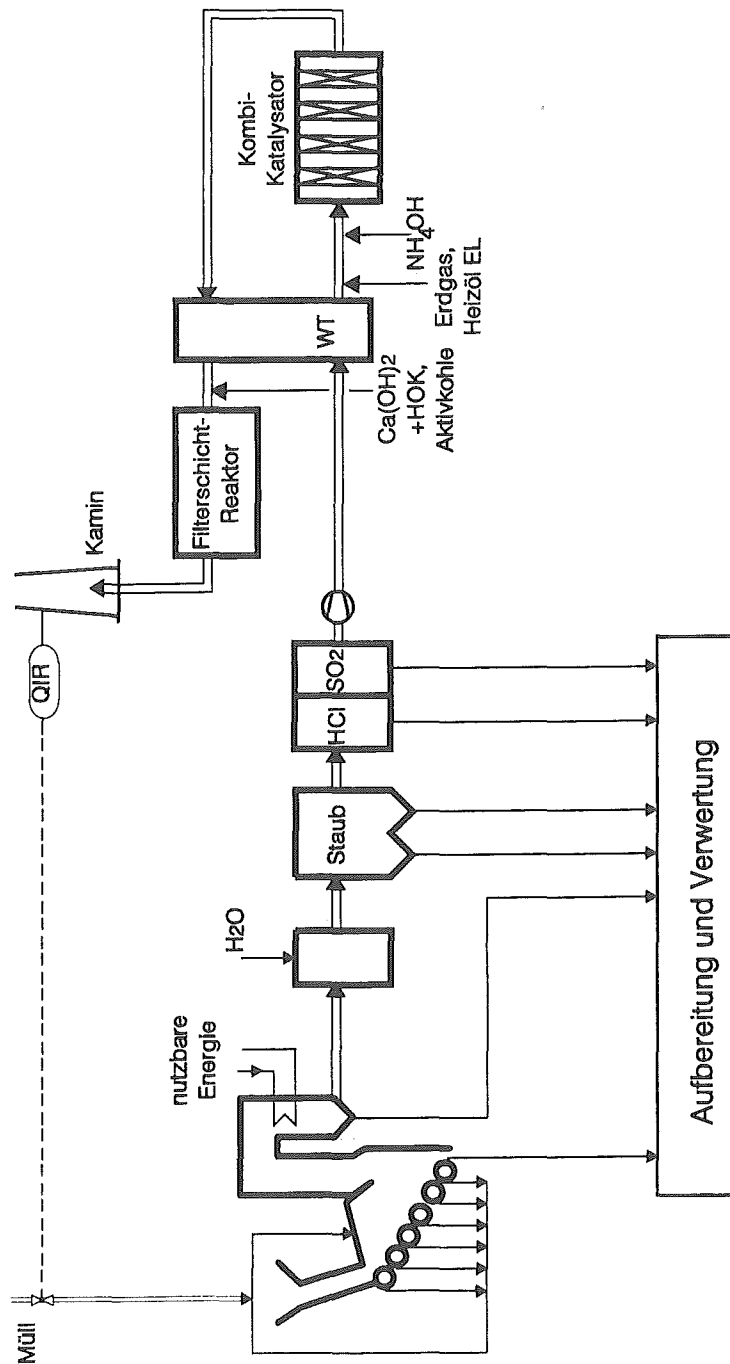


Abb. 1: MVA-Basiskonzept

Abbildung 1 zeigt eine Verfahrensschaltung, die diesen Anforderungen in besonderem Maße entspricht. Die Verfahrenskette besteht aus:

- einem Kessel mit Gleichstromfeuerung und optimalem Ausbrand
- einem Rauchgaskühler mit nachgeschaltetem Hochleistungsentstauber
- einer mehrstufigen Wäsche zur Abscheidung von HCl, SO₂ und flüchtigen Schwermetallen
- der Rauchgaserwärmung/-abkühlung
- einem Kombikatalysator zur Entstickung und zur Dioxinzerstörung.

Mit dieser Verfahrenskette werden die Emissionsgrenzwerte der 17. BImSchV deutlich unterschritten. Der als letzte Stufe vorgesehene

- Filterschichtreaktor

ist insbesondere zur Nachrüstung von Altanlagen geeignet. Mit ihm werden verbliebene Dioxin- und Schwermetallspuren an Koks/Kalk-Gemischen adsorbiert.

Diese Verfahrensschaltung ermöglicht einen abwasserfreien Betrieb und erlaubt die Gewinnung von Chemierohstoffen in Form von hochkonzentrierter Salzsäure und Gips. Das nach der weitgehenden Entstaubung im Rauchgas enthaltene HCl wird in einer zweistufigen sauren Wäsche konzentriert und in einer mehrstufigen Destillation zu 30 %iger Salzsäure aufgearbeitet. In den Prozeß integrierte Filtereinheiten zur Entfernung von Halogenen, Schwermetallen und Feststoffen sind Bestandteil dieser Technik.

Nach dieser HCl-Wäsche verbleiben die Schadstoffe SO₂ und NO_x in höheren Konzentrationen. Schwefeldioxid wird in der anschließenden Kalkwäsche zur Reaktion gebracht und zu Gips aufgearbeitet. Nach der Wiederaufheizung der Rauchgase auf ca. 300 °C werden Stickoxide und Dioxine katalytisch zerstört. Der Stickoxidabbau erfolgt unter Zugabe von Ammoniak, während die Zerstörung von Dioxinen keine weiteren Reagenzien erfordert. Im Gegensatz zur Aktivkohletechnik erfolgt ihre tatsächliche Zerstörung und keine Adsorption und Aufkonzentrierung an aktiven Oberflächen.

Die Müllverbrennungsanlage der EKG-Krefeld wird derzeit mit einer dem geschilderten Konzept entsprechenden Gasreinigungsanlage nachgerüstet. Ihre Fertigstellung ist für 1995 geplant.

Abschließend seien Verfahren zur Behandlung der Flugaschen betrachtet. In Flugaschen sind toxische Schwermetalle in leicht löslicher Form und Dioxine (TE-Äquivalent $\approx 2 - 10$ ng/g) aufkonzentriert. Die Dioxine lassen sich nach

einem Verfahren von Prof. Hagenmaier bei ca. 350 °C unter reduzierender Gasatmosphäre zu über 99 % zerstören. Großtechnische Anlagen sind in den MVA der Städte Stuttgart und Bonn in Betrieb.

Die in der Flugasche konzentrierten Salze und mobilisierbaren Schwermetalle können mit dem sauren Waschwasser der 1. Waschstufe ausgelaugt werden. Das damit von Schwermetallen befreite Material kann entwässert, getrocknet und in pelletierter Form zur Zerstörung organischer Verbindungen (Dioxine) in die Verbrennung zurückgeführt werden. Die Schwermetalle liegen konzentriert im Filtrat vor. Eine alkalische Fällung reduziert die zur Deponierung gelangenden Reststoffe auf ca. 2 - 4 kg je Tonne Müll. Das Verfahren (3R-Prozeß) ist als Pilotanlage erprobt. Eine Behandlungsanlage zur Verfestigung der Rückstände wird derzeit an der MVA-Buchs (Schweiz) in Betrieb genommen.

Darüber hinaus werden Verfahren zur Verglasung der Filterstäube und zur Einschmelzung der Schlacken entwickelt. Die durch den Schmelzvorgang gebildete Glasmatrix bindet die Schwermetalle mit Ausnahme der leichtflüchtigen, wie z.B. Quecksilber, elutionssicher ein. Eine Verwertung dieser Produkte erscheint auf dem Baustoffsektor oder im Tiefbau möglich.

Abfallverbrennungsanlagen, die nach dem derzeitigen Stand der Technik geplant, gebaut und nachgerüstet werden, stellen eine "Dioxinsenke" dar. Dioxinkonzentrationen im Abgas bereits nachgerüsteter Anlagen unterschreiten den geforderten Wert von 0,1 ng TE/m³ deutlich und erreichen das Niveau von mit Kohle, Erdöl und Erdgas befeuerten Hausheizungen.

Die Entsorgungswirtschaft als Mittler bei der Umsetzung der Kreislaufwirtschaft

Heinz Bernd Wibbe

Es gibt keine Alternative zur Kreislaufwirtschaft. Langfristig weist die Notwendigkeit zur Ressourcenschonung und Abfallvermeidung diesen Weg. Noch einige Zeit werden uns hierbei Probleme begleiten, die aus einer Zeit stammen wo noch niemand an Materialkreisläufe gedacht hat. Mit den nachfolgend geschilderten Ansätzen werden wir sukzessive zu einer Optimierung des Gesamtsystems kommen. Die Entsorgungswirtschaft ist als Mittler sowohl der Materialien als auch der notwendigen Informationen einer der dabei wesentlichen Promotoren des neuen Denkens.

Auf dem Weg zu einem neuen Wirtschaften

Weltweit produzieren wir heute die siebenfache Menge an Gebrauchsgütern und entziehen unserem Planeten die fünffache Menge an Rohstoffen im Vergleich zum Jahre 1950. Ständiges Wachstum, verbunden mit immer schnelleren Produktfolgen, haben unsere soziale und ökonomische Struktur tiefgreifend verändert. In drei Jahrzehnten hat sich unsere Gesellschaft zu einer Wegwerf-Gesellschaft verwandelt.

Unsere Produktions- und Konsumgewohnheiten werden wir auf lange Sicht nicht beibehalten können. Zum einen stellen die begrenzten Ressourcen unsere derzeitige Art des Wirtschaftens langfristig selbst in Frage, zum anderen wird die Umwelt durch die Menge und Schadstoffhaltigkeit der von uns produzierten Abfälle stark belastet. Nach Prognosen des Umweltbundesamtes ist auch für die Zukunft - trotz der in der Bundesrepublik bereits eingeleiteten Maßnahmen zur Abfallvermeidung, Verringerung und Verwertung - mit einer weiteren Steigerung der zur Entsorgung anstehenden Abfallmengen zu rechnen. Gleichzeitig haben die bestehenden Deponien nur eine begrenzte Aufnahmekapazität und die Genehmigung neuer Deponien oder Anlagen zur thermischen Verwertung gestaltet sich sehr zeitintensiv. Aufgrund dieser Problematik haben die Bundesrepublik und eine Reihe weiterer Industrienationen bereits mit Entsorgungsengpässen zu kämpfen.

Bei globaler Betrachtung der Abfall- und Ressourcenproblematik ist zudem der Wunsch der Schwellen- und Dritte-Welt-Länder nach wirtschaftlichem Wachstum

zu berücksichtigen. Die Realisierung dieses Wunsches, verbunden mit der Bevölkerungsexplosion, wird den Abbau unserer Ressourcen und die Belastung unseres Ökosystems zusätzlich beschleunigen.

Die inländische ebenso wie die globale Problematik erfordern eine Reduktion der Belastung durch Abfälle. Ein ressourcenschonendes und abfallarmes Wirtschaften ist aus heutiger Sicht nur möglich, indem man sämtliche Möglichkeiten zur Rückführung von Rückständen in die Produktion nutzt. Die wertvollen Rohstoffe dürfen nicht mehr einfach nach einmaliger Nutzung durch eine Deponierung unseren Wirtschaftskreisläufen entzogen werden, sondern müssen überall dort, wo dies sinnvoll möglich ist, einer erneuten Verwendung zugeführt werden.

Die Kreislaufwirtschaft

In verschiedenen Branchen haben sich Recyclingkreisläufe bereits fest etabliert. So kann die Schrottwirtschaft beim Recycling von Stahl bereits auf eine lange Tradition zurückblicken. Auch für Glas und Papier haben sich funktionierende Kreisläufe ausgebildet. Hierdurch werden in diesen Bereichen bereits erhebliche Ressourceneinsparungen und Abfallreduzierungen erreicht. Gleichzeitig sparen die Unternehmen Entsorgungskosten ein.

In vielen anderen Bereichen wurde es allerdings versäumt, die Voraussetzungen für ein Recycling der Materialien zu schaffen. Eine generelle Ausrichtung der Wirtschaft an dem Gedanken, "Materialien in Kreisläufen" zu führen, ist bislang noch nicht erfolgt.

Mit der Ausdehnung der Produktverantwortung des Herstellers auf den ganzen Lebenszyklus bis hin zur Entsorgung werden derzeit die entsprechenden ordnungspolitischen Voraussetzungen für den Aufbau der angestrebten Kreislaufwirtschaft geschaffen. Nachdem das Abfallbeseitigungsgesetz aus dem Jahr 1972 ausschließlich die Abfallbeseitigung regelte, erfolgte 1986 mit dem Abfallgesetz (Gesetz zur Vermeidung und Entsorgung von Abfällen) die Integration der Abfallentsorgung in den Wirtschaftsprozess. Nach Maßgabe dieses Gesetzes dürfen nur noch solche Abfälle abgelagert werden, die nicht verwertbar sind. Das Kreislaufwirtschaftsgesetz beabsichtigt schließlich, mehr Eigenverantwortung der Wirtschaft für die Vermeidung, Verwertung und Entsorgung von Rückständen aus Produktion und Konsum zu schaffen und verlangt von der Wirtschaft, "vom Abfall her" zu denken. Dieser Gedanke wird durch Verordnungen wie die 1991 in Kraft getretene Verpackungsverordnung konkretisiert. Weitere Verordnungen wie die Altautoverordnung, die Elektronikschrottverordnung, die Bauabfallverordnung und die Altpapierverordnung sind in Vorbereitung.

Die generelle Neuorientierung im Hinblick auf die Wiederverwendung von Materialien wird im wesentlichen durch die Übertragung der Produktverantwortung auf

die Hersteller herbeigeführt. Aus der Sicht des Produzenten hat die erweiterte Verantwortung für das Produkt, die sich auch auf dessen Verwertung bzw. Entsorgung erstreckt, mehrere Konsequenzen.

Zum einen wird der Produzent unmittelbar in die finanzielle Verantwortung für die Entsorgung genommen. Vor dem Hintergrund ständig steigender Entsorgungskosten wird er sich zwangsläufig mit den Aspekten der Abfallvermeidung und der Reststoffverwertung und damit mit der Kreislaufwirtschaft auseinandersetzen. Die Umweltverträglichkeit eines Produktes wird zur monetären Größe und damit unmittelbar wettbewerbsrelevant.

Zum anderen werden die Verbraucher die Umweltaspekte mehr und mehr bei ihrer Kaufentscheidung berücksichtigen und den Produzenten daran messen, wie gut er seiner Produktverantwortung nachgekommen ist.

Vor diesem Hintergrund ist wirklich davon auszugehen, daß die Hersteller dazu übergehen werden, "vom Abfall her zu denken". Mit diesem Umdenken werden auch strukturelle Änderungen erforderlich. Eine der wichtigsten Änderungen wird hierbei die verstärkte Zusammenarbeit mit allen Repräsentanten der vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen in einer Kreislaufwirtschaft sein.

Am Aufbau der Kreisläufe werden zukünftig all die Unternehmen beteiligt sein, die in den in **Abbildung 1** dargestellten Wertschöpfungsstufen Leistungen anbieten.

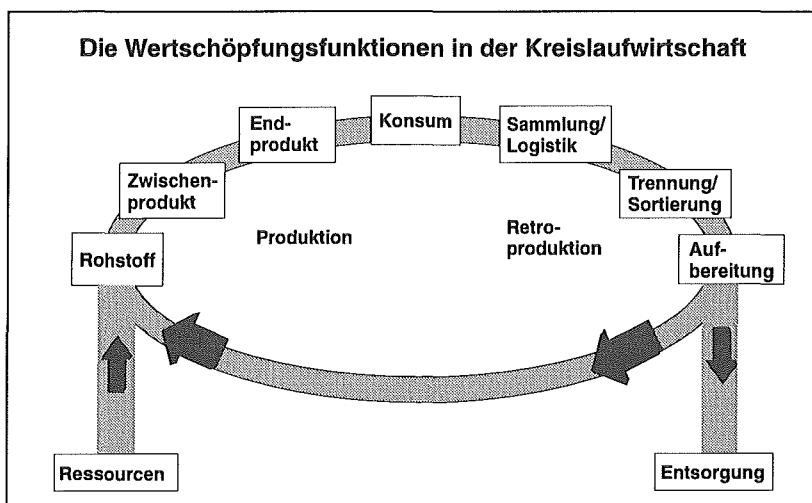


Abb. 1: Wertschöpfungsstufen in der Kreislaufwirtschaft

Aus Rohstoffen werden zunächst Zwischenprodukte gefertigt. Diese bestehen in der Regel aus einer Kombination von mehreren Materialien. Als Beispiele für Zwischenprodukte lassen sich Gehäuse, Bildröhren und Platinen für einen Fernseher nennen. Die Entropie der Stoffe steigt durch das Zusammenführen verschiedener Materialien gegenüber den Rohstoffen schon erheblich. Durch die Endmontage ergeben sich schließlich komplexe Produkte. Nach der Nutzung bzw. nach dem Konsum wird das Produkt zunächst beim Verbraucher oder einer Sammelstelle eingesammelt und zur Demontageanlage gebracht. Dort wird es demontiert, und die einzelnen Materialien getrennt erfasst. Damit wird die Produktkomplexität wieder schrittweise aufgelöst, bis das Produkt in seine Ausgangsmaterialien zerlegt ist. Diese stehen dann für eine erneute Verwendung im Wirtschaftskreislauf zur Verfügung.

Die einzelnen Wertschöpfungsfunktionen werden von den in **Abbildung 2** dargestellten Funktionsträgern wahrgenommen. Zwischen Ihnen erfolgt ein unmittelbarer Austausch von Informationen, wodurch ein Informationsnetzwerk gebildet wird.

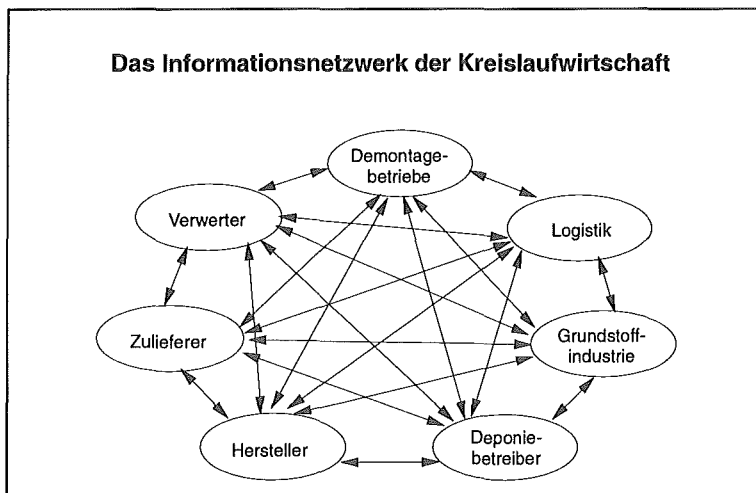


Abb. 2: Das Informationsnetzwerk der Kreislaufwirtschaft

Die Mittlerrolle der Entsorgungswirtschaft

Der Entsorgungsbranche kommt bei der Umsetzung der Kreislaufwirtschaft eine tragende Aufgabe zu. Dies ist darauf zurückzuführen, daß sie bereits jetzt eine Vielzahl von Funktionen im Netzwerk von **Abbildung 2** erfüllt. Durch die Übertragung der Produktverantwortung und damit auch der Verantwortung für die Entsorgung müssen sich viele Produzenten, Rohstoff- und Halbfabrikatlieferanten jetzt mit einer Materie auseinandersetzen, die eigentlich die angestammte Domäne

der Entsorgungswirtschaft ist. Es liegt nahe, die bei den Entsorgern vorhandenen Kenntnisse zu allen Aspekten der Aufbereitung und Verwertung den beteiligten Unternehmen zugänglich zu machen und gemeinsam mit ihnen nach neuen Lösungen zu suchen.

Die Entsorgungs- und Verwertungsunternehmen müssen die Initiative ergreifen, mit den Produzenten in Verbindung treten und ihnen die für die recyclinggerechte Konstruktion erforderlichen Informationen zur späteren Verwertung- und Entsorgung der Produkte zur Verfügung stellen. Diese Kooperation hat, wie **Abbildung 3** verdeutlicht, schon bei geringem Aufwand großen Einfluß auf das Ergebnis.

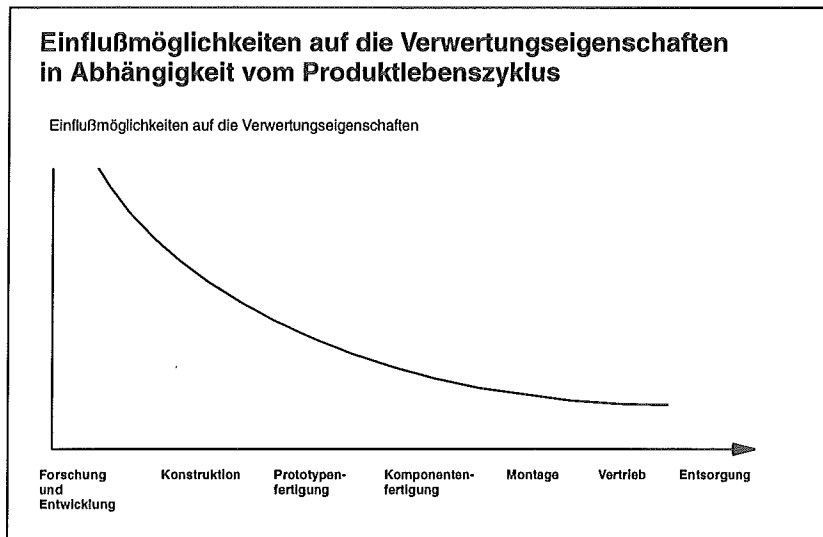


Abb. 3: Einflußmöglichkeiten auf die Verwertungseigenschaften in Abhängigkeit vom Produktlebenszyklus

Aspekte der recyclingfreundlichen Konstruktion sind u.a. die Auswahl der Einsatzmaterialien nach den Kriterien Trennbarkeit, Rezyklierbarkeit, Wiedereinsatzbarkeit und die Auswahl demontagefreundlicher Verbindungstechniken. Im Bereich der Waschmittel und Körperpflegemittel sind hier beispielsweise ebenso Erfolge zu verbuchen wie bei den Automobilunternehmen. Die Wasch- und Körperpflegemittel findet der Verbraucher heute in recyclingfreundlichen und kleinvolumigen Verpackungen. Bei den neuen Autos sind die Kunststoffe gekennzeichnet und nur noch eine beschränkte Anzahl gut verwertbarer Kunststoffe im Einsatz. Der große Vorteil der Zusammenarbeit zwischen Produzenten und Entsorgern in den frühen Phasen des Produktlebenszyklus gilt auch für die Entwicklung der Produktionsanlagen, für die gleich von Anfang an Konzepte zur Vermeidung und Verwertung der Produktionsabfälle entwickelt werden müssen.

Ebenso wie mit den Produktherstellern muß die Entsorgungswirtschaft auch mit den Rohstoffherstellern in Verbindung treten. Einerseits sind sie die potentiellen Abnehmer der gewonnenen Sekundärrohstoffe, andererseits machen neue Sortier- und Verwertungstechnologien die enge Zusammenarbeit von Ent- und Versorgern notwendig

Auf dem Weg zur Kreislaufwirtschaft kommt der Entwicklung neuer Sortier-, Aufbereitungs- und Verwertungstechnologien eine Schrittmacherfunktion zu. Diese Aufgabe wird von der Primärstoffindustrie und der Entsorgungsindustrie wahrgenommen. Durch neue Verfahren wird es gelingen, weitere Sekundärrohstoffe zur erneuten Verwendung in der Produktion zu gewinnen. Ein Beispiel hierfür sind die Verfahren zur formoptischen und thermooptischen Sortierung von Verpackungen. Mit Hilfe dieser Technologien wird es möglich, bereits die jetzt anfallenden Verpackungen zu sortieren und weitgehend sortenreine Fraktionen zu erzielen. Nach dem Sortiervorgang können die einzelnen Fraktionen speziell für die jeweilige Stoffgruppe entwickelten Aufbereitungsverfahren zugeführt werden. Mit besonderer Intensität arbeiten die Entsorger an Technologien zur Aufbereitung und Verwertung der Problemfraktionen. Für die lange Zeit als nicht recyclebar geltenden Tetra Packs stehen inzwischen Aufbereitungstechniken zur Verfügung. Für schwer trennbare Kunststoffe überprüfen die Entsorger die Möglichkeiten zum Einsatz rohstofflicher Verfahren und zum Aufbau der entsprechenden Kapazitäten. Die rohstofflichen Verfahren, wie beispielsweise die Vergasung oder die Pyrolyse verwandeln die Kunststoffe wieder in petrochemische Rohstoffe.

Mit ihren detaillierten Kenntnissen im Umgang mit den Recyclingmaterialien liegt es für die Entsorger in bestimmten Bereichen nahe, auch selbst als Produzent aufzutreten. Von der Entsorgungswirtschaft werden zum Beispiel Agrarfolien aus Kunststoff und Baustoffe hergestellt. Damit werden Märkte für die produzierten Sekundärrohstoffe geschaffen. Die hochwertigen Sekundärrohstoffe können in den originären Anwendungen wieder zum Einsatz kommen, aber auch einfachere Sekundärmaterialien können zum Teil, zur Substitution anderer Werkstoffe in untergeordneten Anwendungen sinnvoll eingesetzt werden.

Im Gegensatz zum klassischen Produzenten denken die Verwerter- und Entsorger nicht primär produkt-, sondern materialbezogen. Dadurch lassen sich Erkenntnisse aus der Verwertung eines Produktes auf andere Produkte und von einer Branche auf andere Branchen übertragen. Die Erkenntnisse, die bei der Verwertung von Computern gewonnen wurden, helfen uns auch beim Recycling der braunen Ware; das Know-how, das wir beim Elektronikschrottrecycling erwerben, nutzt uns wiederum beim Automobilrecycling. Mit anderen Worten ausgedrückt: Durch Vernetzung der Kreisläufe werden Synergien geschaffen. Die Synergien resultieren sowohl aus der produkt- und branchenübergreifenden Nutzung des Know-hows als auch der produkt- und branchenübergreifenden Nutzung der Verwertungskapazitäten. Die Anlagenkapazitäten können gegebenenfalls für die Be-

handlung von Materialien aus unterschiedlichen Bereichen konzipiert und ausgelegt werden.

Die Kreislaufwirtschaft erfordert zusätzlich zur Distributionslogistik auch eine leistungsfähige Logistik für die Rückführung der Materialien zur Aufbereitung und Verwertung und von dort wieder zur Produktion. Die Entsorger verknüpfen auch in diesem Bereich die einzelnen Beteiligten der Kreisläufe mit ihrem branchenübergreifenden Stoffstrommanagement.

Voraussetzungen für die Umsetzung der Kreislaufwirtschaft

Der Übergang von der Abfallbeseitigungswirtschaft zur Kreislaufwirtschaft ist ein anspruchsvolles Ziel. Zu hohe Anforderungen an die Beteiligten können zu Lösungen führen, die ökonomisch nicht sinnvoll sind. Die Kreislaufwirtschaft darf kein Selbstzweck sein, sondern muß sich immer an ihrem unmittelbaren Beitrag zur Verbesserung der ökologischen Gesamtsituation messen lassen. Hierzu müssen beispielsweise auch die Fragen nach den Einsatzmöglichkeiten für die Recyclingprodukte und deren qualitativer und preislicher Wettbewerbsfähigkeit beantwortet werden.

Diese Fragen können allerdings nicht allein von der Entsorgungswirtschaft entschieden werden, sondern erfordern eine zukunftsorientierte Politik, die gleichzeitig den Blick für das praktisch Umsetzbare behält. Der ordnungspolitische Rahmen sollte zum Aufbau der Kreisläufe stimulieren und für gleiche Wettbewerbsbedingungen sorgen. Gleichzeitig ist es wichtig, daß Kreisläufe nicht nur per Gesetz vorgegeben werden, sondern daß die Voraussetzungen für deren ökonomische und ökologische Berechtigung geschaffen werden. Beispielsweise ist die rohstoffliche Verwertung vieler Kunststoffe erst dann wirtschaftlich interessant, wenn die Preise für Rohöl auf einem entsprechenden Niveau sind. Eine andere wichtige Voraussetzung ist, daß die Entsorgungsstandards zumindest in Europa angeglichen werden. Eine mit geringeren ausländischen Standards im Ausland mögliche preisgünstigere Entsorgung beeinträchtigt den Aufbau der Kreisläufe.

Jülicher Beiträge auf dem Weg zu einem stationären Fusionsplasma

Jochem Eidens Gerd H. Wolf

1. Vorbemerkung

Die Autoren haben noch vor wenigen Monaten in einem Beitrag /1/, der sich an einen ähnlichen Leserkreis wendet, den weltweiten Status und die Perspektiven der Kontrollierten Kernfusion übergreifend dargestellt. Darum kann das Thema hier auf den Jülicher Anteil am erzielten Fortschritt eingeschränkt werden. Die Kürze der Darstellung wird es jedoch stellenweise unumgänglich machen, daß der Leser auf die Ausführungen und Tabellen im Bericht /1/ zurückgreift.

2. Zum Begriff der Stationarität

Die heutige Situation bei den führenden Fusionsanlagen, insbesondere bei JET (Joint European Torus) ist dadurch gekennzeichnet, daß die Rekordwerte der Plasmaeinschließung (das maßgebliche Gütemaß ist das Dreierprodukt aus Dichte, Temperatur und Einschlußzeit) bislang nur in transienten Zuständen von gut 1 Sekunde Dauer erreicht wurden. Die derzeitigen Bemühungen gelten vor allem dem Ziel, "stationäre" Zustände zu erreichen. Dabei ist Stationarität ein Begriff mit vielerlei Facetten, je nachdem auf welche kritische Zeitskala man sich jeweils bezieht. So gibt Abb. 1 eine Übersicht über die verschiedenen charakteristischen Zeiten beim Tokamak-Reaktor. Von dem geplanten Großprojekt ITER (International Thermonuclear Experimental Reactor; siehe Abb. 2) wird verlangt, daß es "stationär" sein soll in allen Hinsichten mit Ausnahme der Neutronenschäden und der Tauglichkeit als Stromerzeuger. Der mittelgroße Jülicher Tokamak TEXTOR (Abb. 3) konnte wertvolle Beiträge zu den kürzeren "Stationaritätsregimen" Energie-Einschlußzeit, Teilchen-Einschlußzeit, Kühlung der Wandelemente und Ansammlung der Helium-Asche liefern.

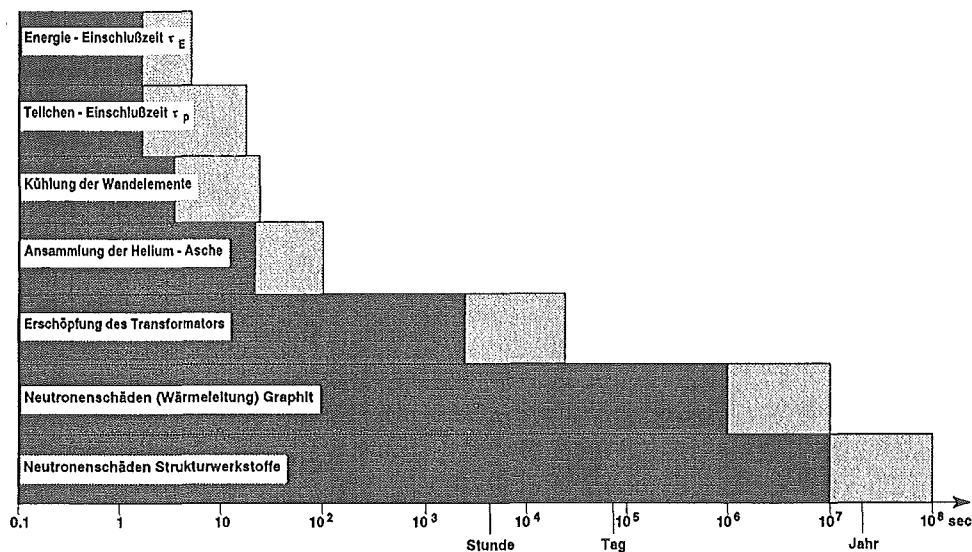
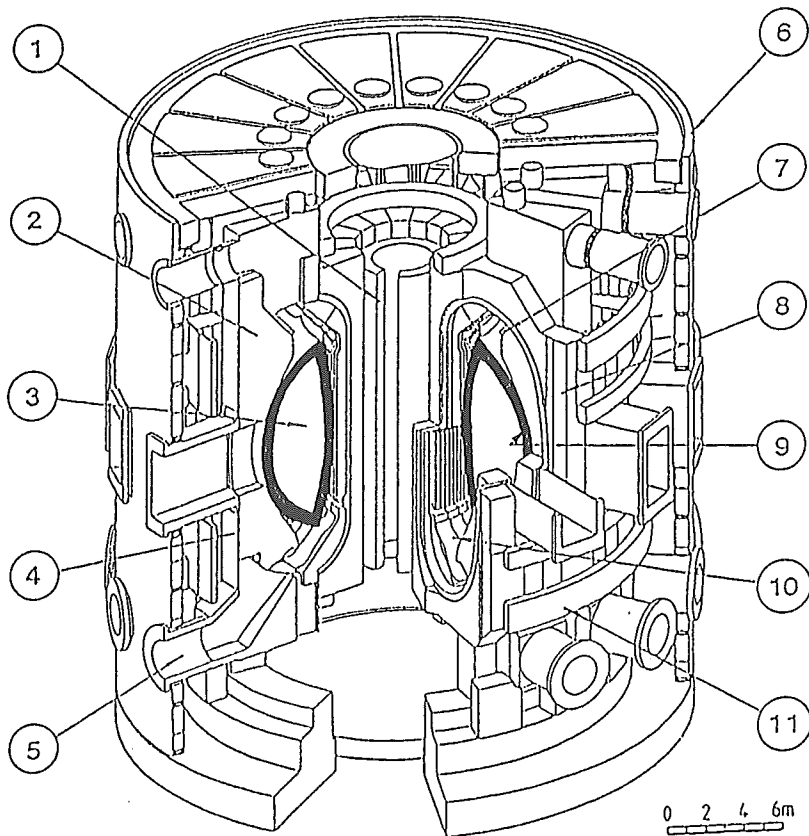


Abb. 1 Charakteristische Zeiten beim Tokamakreaktor

3. Die ITER-Konfiguration

Aufgrund der Ergebnisse des letzten Jahrzehnts favorisiert man für ITER, dessen Konstruktionsphase jetzt beginnt, eine Magnetfeldkonfiguration, bei der — in der Sicht eines poloidalen Schnitts durch den Plasmatorus — ein in vertikaler Richtung elongiertes Plasma erzeugt wird. In dieser Topographie lassen sich bei vorgegebenem Magnetfeld Plasmen höheren Drucks einschließen. Ist diese elongierte Konfiguration erst einmal vorgegeben, so bietet sich die Anwendung eines magnetischen "Divertors" (mit einem "Stagnationspunkt" unterhalb des von der "Separatrix" umhüllten Plasmavolumens) an, wobei die Randschichtteilchen entlang der äußeren, "divergierten" Feldlinien auf Divertorprallplatten in mehr oder minder entfernten Positionen außerhalb des eigentlichen Plasmavolumens geführt werden (siehe Abb. 4). Diese Konfiguration birgt allerdings noch 3 zu lösende Probleme: Einmal bereitet die vertikale Stabilisierung solch elongierter Plasmen (insbesondere mit reaktorrelevanten plasmafernen Spulen) nicht-triviale Regelungsprobleme. Dann übersteigt die Wärmeleistungsflußdichte, die auf einen nur kleinen Teil der Divertorprallplatten konzentriert ist, das heute technisch beherrschbare Maß. Schließlich ist die unabdingbar erforderliche Abfuhr der Heliumasche aus einer Divertorkonfiguration bis heute noch nicht erfolgreich demonstriert worden. Alle 3 Probleme sollen u.a. in den europäischen Divertor-Tokamaks JET und ASDEX-Upgrade untersucht werden. Deren Lösung wird möglicherweise neuartige Ansätze erforderlich machen.



- | | |
|--|-------------------------------------|
| ① Zentrale Spule des Tokamaktransformators | ⑦ Spulen zur aktiven Lageregelung |
| ② Blanket und Abschirmung | ⑧ Toroidalfeldspulen (supraleitend) |
| ③ Plasma | ⑨ Einschluß-Gefäß |
| ④ Vakuumgefäß und Abschirmung | ⑩ Divertorprallplatten |
| ⑤ Plasma - "Auspuß" | ⑪ Poloidalfeldspulen (supraleitend) |
| ⑥ Kryostat | |

Abb. 2 Konzeptentwurf des geplanten Versuchsreaktors ITER
(Die dunkle Kontur charakterisiert die Plasma - Umrandung.)

4. Das TEXTOR-Konzept

Der Jülicher Tokamak TEXTOR ist nicht als Anlage zur Erzielung von Rekordwerten der Plasmaeinschließung konzipiert; vielmehr soll er — als "dedicated device" zur Plasma-Wand-Technologie — gezielte Untersuchungen an den maßgeblichen, die Stationarität bislang beeinträchtigenden Prozessen ermöglichen.

Insofern dient er einem Grundlagenforschungsprogramm, das sein Augenmerk auch auf die Heranziehung des wissenschaftlichen Nachwuchses richtet. Zugleich ist TEXTOR Träger eines Entwicklungsprogramms, das wichtige Alternativen (oder fall-back-Lösungen) zu der für ITER vorgesehenen Konfiguration vorhält. Mit einem poloidalen Plasmaquerschnitt, der stärker die "natürliche" Kreisform annähert, lassen sich Lageregelung und Querschnittregelung des Plasmas wesentlich einfacher bewerkstelligen. Zugegebenermaßen ist dann der vom Magnetfeld tolerierte Plasmadruck geringer und damit auch die Fusionsleistung pro Volumen; das heißt, daß bei vorgegebener Fusionsleistung die Anlage größer werden muß. Die einem mehr kreisförmigen Plasmaquerschnitt angepaßte Komponente zur Leistungs- und Teilchenabfuhr ist nicht der Divertor, sondern der sich dem Plasma anschmiegende materielle Limiter (siehe Abb. 4). Das — auf dem ganzen toroidalen Umfang verteilte — Pumplimitersystem von TEXTOR eignet sich zur kombinierten Wärme- und Teilchenabfuhr, da es einen Teil der Plasmaströmung entlang der magnetischen Feldlinien über Kanäle (die senkrecht zur Zeichenebene der Abb. 4 verlaufen und deshalb dort nicht darstellbar sind) zu den Pumpöffnungen führt.

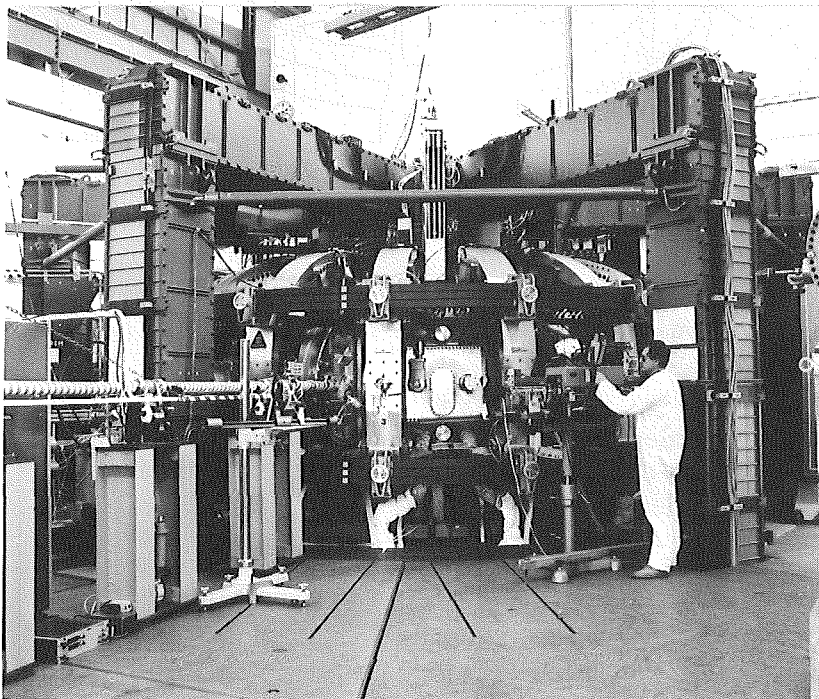


Abb. 3 Blick auf den Tokamak TEXTOR kurz nach seiner Fertigstellung

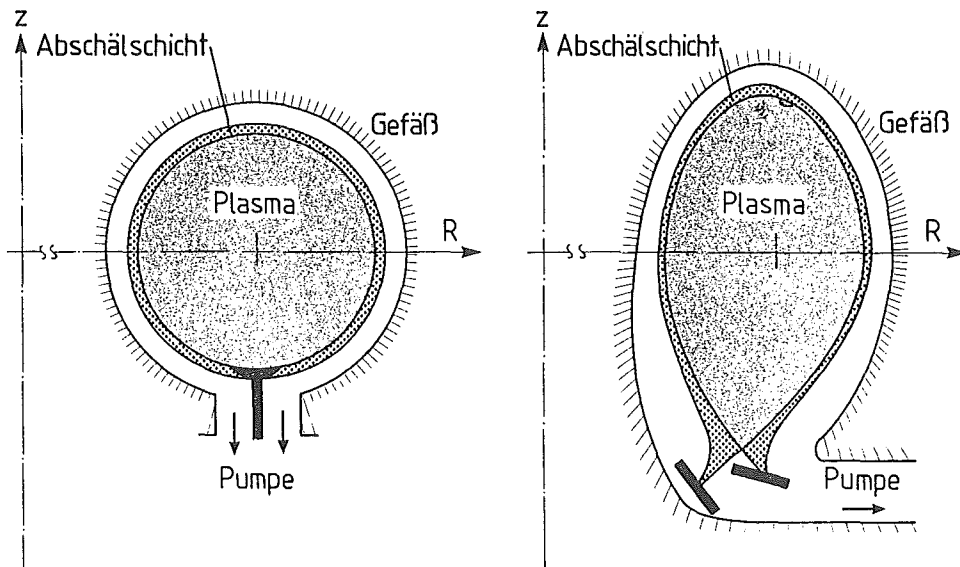


Abb. 4 Poloidaler Schnitt durch ein torusförmiges Tokamakplasma; links mit kreisförmigem Querschnitt und "Pumplimiter"; rechts mit elongiertem Querschnitt, magnetischem Divertor, Separatrix und Divertorprallplatten.

5. Einige wichtige TEXTOR-Beiträge zur Stationarität

Das Forschungsprogramm an TEXTOR wird im Rahmen vielfältiger internationaler Zusammenarbeiten durchgeführt, insbesondere mit der belgischen Fusions-Assoziation. Eine gezielte Auswahl der zum Thema besonders relevanten Beiträge führt bedauerlicherweise dazu, daß einige der wichtigsten Ergebnisse unserer Partner — wie z.B. Plasmaheizung und Plasmaeinschluß — hier nicht dargestellt werden können.

5.1. Verunreinigungsquellen und Wandbehandlung

Verunreinigungen des aus Wasserstoff (bzw. seinen schweren Isotopen) bestehenden Plasmas haben eine zweifache nachteilige Wirkung. Teilchen, die aus den beaufschlagten Wandelementen herausgeschlagen werden und ins Plasmazentrum gelangen, kühlen das Plasma durch Strahlungsverluste bis unterhalb der erforderlichen Brenntemperatur ab oder setzen zumindest die nutzbare Fusionsleistung durch Verdünnung des Brennstoffs (nämlich der Wasserstoffisotope) herab. Zum

ändern führt das kontinuierliche Herausschlagen von Teilchen aus der Wandoberfläche zu Erosionserscheinungen, die die Lebensdauer dieser Wandelemente erniedrigen. Die Jülicher "Karbonisierung", ein plasmachemisches Verfahren zur in-situ-Deposition einer amorphen, wasserstoffhaltigen Kohlenstoffschicht, die alle inneren Wandoberflächen bedeckt, hat das Problem der metallischen Verunreinigungen quantitativ beseitigt. Was blieb, waren kleinere Mengen der leichteren Verunreinigung O (und C), die — im Umweg über Bildung von CO — auch noch Anlaß zu Erosionserscheinungen bot. Hier hat die Jülicher "Borierung" /2/ Abhilfe gebracht: Praktisch alle maßgeblichen Fusionsanlagen (mit der begründeten Ausnahme von JET) haben die "Karbonisierung" bzw. die "Borierung" übernommen und gerade damit die Voraussetzungen zum Betrieb mit wirklich reinen Wasserstoffplasmen geschaffen, was das Erreichen von spektakulären Spitzenwerten der Plasmaeinschließung erst ermöglichte.

5.2. Abfuhr von Verunreinigungen und Heliumasche

Aus dem Vorausgehenden geht hervor, daß das Eindringen von zu vielen Verunreinigungen in den Plasmakern das stationäre Brennen eines Fusionsreaktors unmöglich macht. Vergleichbare Wirkung zeigt das Helium, das als Asche des eigentlichen Reaktionsprozesses (Fusion von schwerem Wasserstoff mit überschwerem Wasserstoff) unvermeidbar gerade im Plasmazentrum bevorzugt anfällt. Gelingt es nicht, die Heliumasche (und die anderen Verunreinigungen) aus dem Plasmakern nach außen abzuführen, so erlischt die Fusionsflamme /3/. Nun ist es ein Spezifikum der oben beschriebenen Divertorkonfiguration, daß sich hierbei ein Plasmaregime mit verbesserten Einschlusseigenschaften ("H"-Mode, von high confinement) einstellt, das vom Standpunkt der Erreichbarkeit des zur Zündung erforderlichen Dreierprodukts zunächst von Vorteil ist. Es zeigt sich aber, daß dabei nicht nur die erwünschte Energie-Einschlußzeit zunimmt, sondern auch die unerwünschte Akkumulation von Helium und anderen Verunreinigungen im Plasmakern. Deshalb wird heute die Frage diskutiert, ob ITER (und erst recht ein Fusionsreaktor) überhaupt in der H-Mode betrieben werden kann oder ob man nicht notgedrungen auf die sogenannte L-Mode (von low confinement) zurückgreifen muß. Dabei ist noch unklar, ob und wie man bei elongiertem Plasmaquerschnitt und einer Divertor-Magnetfeldkonfiguration die H-Mode überhaupt vermeiden kann. Demgegenüber ist bei einem mehr kreisförmigen, von einem materiellen Limiter begrenzten Plasmaquerschnitt die L-Mode das natürlicherweise sich einstellende Regime. Darüber hinaus konnte mit dem Jülicher PumpLIMITERSYSTEM weltweit erstmals der Nachweis einer für Reaktorzwecke wohl ausreichend effektiven Abfuhr von Heliumasche aus der Plasmarandschicht demonstriert werden. Der entsprechende Nachweis steht beim Divertorkonzept noch aus.

5.3 Strahlungskühlung der Randschicht

Der — nach heutiger Kenntnis — bei einem mehr kreisförmigen Limiter-Plasma eher übliche Zustand der L-Mode öffnet den Ausweg aus einem Dilemma des Divertorkonzepts, nämlich der thermischen Überlastung der Divertorprallplatten, auf die die Wärme im wesentlichen durch die auf sie strömenden Teilchen deponiert wird. Das Konzept der Wärmeabfuhr aus einem — den heißen Plasmaschlauch umgebenden — Strahlungsmantel vermeidet dieses Problem, da die Wärme dann durch isotrope Abstrahlung gleichmäßig die erheblich größere, gesamte innere Wandfläche beaufschlägt. Hierzu werden dem Plasma gezielt und in fein dosierten Mengen solche Verunreinigungen zugeführt, deren maximale Strahlungsintensität bei der Randschicht-Temperatur auftritt. Die L-Mode verhindert deren bevorzugte Ansammlung im Plasmakern; vielmehr ermöglicht sie die Lokalisierung der Verunreinigungsstrahlung dort, wo sie für diese Zwecke gebraucht wird, nämlich in der Nähe des Plasmarandes. In TEXTOR ist es gelungen, dieses schon lange in der Literatur vorgeschlagene Konzept experimentell zu verifizieren /4/. Als Verunreinigung wurde hierbei Neon benutzt, wobei das Pumplimitersystem die Funktion der Senke im Regelkreis für diese Fremdgasbeimischung übernimmt. Ein zusätzliches Resultat der Jülicher Ergebnisse ist dabei, daß auch nach Aufbau eines kühlenden Strahlungsmantels die Abfuhr von Helium mittels des Pumplimiters nicht merklich beeinträchtigt wird. Damit ist für die beiden wichtigsten, jedoch sich widersprechenden Anforderungen an die Plasma-Wand-Wechselwirkung auf dem Wege zur Stationarität — zumindest im Prinzip — ein Lösungsweg aufgezeigt: die Auskopplung der Wärmeleistung, die wegen der thermischen Belastungsgrenzen in möglichst divergenter Form, und die Abfuhr von Heliumasche, die aus Effizienzgründen auf maximal lokalisierte Weise erfolgen sollte.

5.4 Weitere Aktivitäten

Diese eng gefaßte Auswahl von TEXTOR-Ergebnissen, die sich daran orientiert, wie weit sie unmittelbare Beiträge zur Schlüsselfrage der Stationarität liefern, soll noch ergänzt werden durch die neueste Variante der Jülicher Wandbeschichtungsverfahren, die "Silizierung". In Verbindung mit Silizium-haltigen massiven Wandelementen, die sich durch bessere thermische Leitfähigkeit, durch höhere Korrosionsresistenz, durch bessere Gettereigenschaften für Sauerstoff und durch niedrigere Neutronenaktivierbarkeit im Vergleich zu Bor-dotiertem Graphit auszeichnen, bietet das Einbringen von gasförmigen Siliziumverbindungen (statt Neon) in die Entladung die Chance, einen Strahlungskühlungsmantel mit einer solchen Verunreinigungsbeimischung aufzubauen, die gleichzeitig Bestandteil der Wandoberfläche ist. Auch für die Ziele, die Erosion aufgebrachter Schutzschichten an besonders belasteten Stellen zu begrenzen, die Redeposition nach Möglichkeit auf gezielte Positionen hin zu lenken und schließlich zu einer in-situ-

Reparatur zerstörter Oberflächenbeschichtungen zu kommen, zeigt das "Silizierungsprogramm" vielversprechende Anfangserfolge. Die größte technische Maßnahme an TEXTOR ist der im Jahr 1993 erfolgende Umbau zur Verlängerung der Dauer der Plasmaentladung von derzeit 1-3 Sekunden auf danach 10 Sekunden und mehr. Mit dem so ertüchtigten "TEXTOR 94" wird zu prüfen sein, ob die bis heute entwickelten Methoden zur Plasma-Wand-Wechselwirkung sich auch unter den erschwerten, der Stationarität mehr angenäherten Langpulsbedingungen bewähren werden. Begleitet wird dieses Programm von umfangreichen theoretischen Bemühungen zur Randschicht-Modellierung. Diese Arbeiten zu einer selbstkonsistenten Beschreibung der Vorgänge in der Plasmarandschicht umfassen u.a. die hier angesprochenen Fragen der Teilchenabfuhr und der Wärmeauskopplung (über Konvektion oder über Strahlung). Die experimentelle Verifizierung der Modellansätze ist zunächst unabhängig von der Konfiguration Limiter oder Divertor. Wenn es gelingen sollte, von einer empirischen Beschreibung zu einem physikalischen Verständnis der Prozesse vorzustoßen, werden auch diese Jülicher Aktivitäten unabhängig von der für ITER getroffenen Konzeptentscheidung einen maßgeblichen Beitrag für ITER und auf dem weiteren Weg zu einem stationären Fusionsplasma leisten.

6. Literatur

1. J. Eidens und G.H. Wolf, Kontrollierte Kernfusion: Stand Probleme, Entwicklungsschritte, VDI-Berichte Nr. 984 (1992), S. 283
2. J. Winter et al., Boronization in TEXTOR, J. Nucl. Mat., Vol. 162-164 (1989), p. 713
3. D. Reiter et al., Helium Removal from Tokamaks, Plasma Physics and Controlled Fusion, Vol. 33 (1991), p. 1579
4. U. Samm et al., Plasma Edge Cooling by Impurity Radiation in Tokamak, Plasma Physics and Controlled Nuclear Fusion Research 1992, Nucl. Fus. Suppl. (1993), im Druck

Moderne Forschungsreaktoren als Neutronenquellen

- Nutzung und Konzeption

Johannes Wolters Dieter Richter Tasso Springer

1. Einleitung und Abgrenzung

Forschungsreaktoren sind kostspielige Großgeräte für die Forschung. Im physikalisch/technischen Sinne handelt es sich um Maschinen, die durch Spaltung von Atomkernen Neutronen produzieren. Sie unterliegen daher in der Bundesrepublik den gleichen gesetzlichen Bestimmungen und ähnlich strengen Regeln und Richtlinien, wie sie für Leistungsreaktoren gelten. Anders als bei Leistungsreaktoren, bei denen die Energieerzeugung der Hauptzweck ist, bleibt beim Forschungsreaktor die bei der Spaltung freiwerdende Energie ungenutzt. Sie ist hier eher von Nachteil, als sie der Höhe der die Qualität ausmachenden Neutronenflußdichte durch die Kopplung der Neutronenausbeute an die hohe Spaltenergie enge Grenzen setzt. Um hohe Neutronenflußdichten zu erreichen, müssen hohe Leistungsdichten angestrebt werden. Spitzenwerte von einigen MW/l sind bei Hochflußreaktoren keine Seltenheit. Das Kernvolumen erreicht dabei in der Regel kaum mehr als 50 bis 60 l, um die abzuführende Leistung klein zu halten. Mit wenigen Ausnahmen liegt die Leistungsgrenze bisher bei 100 MW. In den USA befindet sich aber ein neuer Höchstflußreaktor mit einer Leistung von 330 MW in der Planung.

Weltweit gibt es etwa hundert Forschungsreaktoren im Leistungsbereich oberhalb von 1 MW /1/ mit einer breiten Typenvielfalt. Aus Platzgründen war es notwendig, eine auf wenige Typen beschränkte Auswahl zu treffen, wobei die heutigen und zukünftigen Nutzeranforderungen aus deutscher Sicht und die Modernität den Ausschlag gaben. Dies ist kein Werturteil über die nichtbehandelten Typen.

2. Verwendungszweck

2.1. Übersicht

Die Neutronenstrahlung eines Forschungsreaktors läßt sich in vielfältiger Weise für Forschungsaufgaben nutzen. Früher standen Materialbestrahlungen für Leistungsreaktoren im Vordergrund. Nachdem die Material- und Brennstoffentwicklung in den Industriestaaten mit einem eigenen Kernenergieprogramm aber weitestgehend abgeschlossen ist, hat sich das Schwergewicht der Nutzung auf andere Bereiche verschoben. Im Vordergrund stehen heute die sogenannten Strahlrohrexperimente zur Neutronenstreuung. So lag die Zahl der Wissenschaftler, die sich der Neutronenstreuung für ihre Forschungen bedienten, 1992 in Deutschland zwischen 500 und 600. Von

großer Bedeutung sind aber auch nach wie vor die Erzeugung von Radioisotopen zum Beispiel für medizinische Anwendungen und die sogenannte Materialveredlung wie die Silizium-Dotierung für Hochleistungs-Tyristoren. Die Aktivierungsanalyse hat als hochempfindliche Nachweismethode für Spurenelemente weiterhin ihren festen Platz, wird heute aber mehr als Eichstandard für inzwischen entwickelte konventionelle Methoden benötigt. In den USA und Rußland werden Forschungsreaktoren auch zur Transuranforschung verwendet. Hierzu braucht man jedoch spezielle Hochflußreaktoren mit sogenannten Flußfallen im Zentrum des Kerns.

2.2. Neutronenstreuung

Um die Anordnung, die Bewegung oder den Magnetismus von Atomen und Molekülen zu erforschen, werden Methoden benötigt, die Informationen über Vorgänge in atomaren oder molekularen Dimensionen und Zeiten liefern. Hier besitzen Streumethoden herausragende Bedeutung. Elektromagnetische Wellen wie Licht, Radiowellen und Röntgenstrahlen oder Teilchenstrahlen, insbesondere Neutronen und Elektronen dienen als mikroskopische Sonden zur Untersuchung struktureller und dynamischer Eigenschaften kondensierter Materie.

Während elektromagnetische Wellen entweder atomistische räumliche Auflösung mit Hilfe der Röntgen- oder Synchrotronstrahlen oder mikroskopische Zeitauflösung mit Hilfe des Lichts erzielen, bieten Neutronen die einzigartige Möglichkeit, die räumliche Ausdehnung atomarer oder molekularer Vorgänge in ihrer zeitlichen Entwicklung zu analysieren: D.h., die Synchrotronstrahlung klärt auf, wo sich ein Atom oder Molekül befindet; optische Spektroskopie informiert über Zeiten molekularer Prozesse, ohne über den Ort Aussagen zu machen; inelastische Neutronenstreuung dagegen antwortet auf die Frage, wo sich ein Atom wie schnell wohin bewegt. Sie liefert damit vollständige Informationen über atomare und molekulare Prozesse. Darüber hinaus ist das Neutron ein magnetisches Elementarteilchen. Dies erlaubt, magnetische Strukturen und Anregungen zu erforschen. Das Neutron ist ein neutrales Teilchen, das nur schwach mit der Materie wechselwirkt. Deshalb dringen Neutronenstrahlen tief in die Materie ein, eine Eigenschaft, die besonders in den Materialwissenschaften von Bedeutung ist. Die Streustärke der Neutronen an Atomkernen hängt nicht, wie bei den Röntgenstrahlen, in systematischer Weise von der Ordnungszahl ab, sondern ist von Isotop zu Isotop verschieden. Das erlaubt eine Markierung von Molekülen oder Atomen durch geeignete Isotopenwahl. Von besonderer Bedeutung ist das stark unterschiedliche Streuverhalten von leichtem und schwerem Wasserstoff; durch partielle Deuterierung können damit einzelne organische Moleküle wie Polymere oder Proteine unter ihresgleichen sichtbar gemacht oder markiert werden.

Die Nutzbarmachung von Neutronenstrahlen ist eine fächerübergreifende Methode. Sie reicht von der klassischen Festkörperphysik über die Materialforschung, die physikalische Chemie, die Polymer- oder Kolloidphysik bis hin zur strukturellen Biologie und zur Medizin. Zu den typischen untersuchten Stoffklassen zählen Metalle, Legierungen, Molekulkristalle, Gläser, Hoch-

temperatursupraleiter, Keramik, makromolekulare Stoffe wie Kunststoffe, Gummi, Fasern, Gele und Biopolymere, komplexe Flüssigkeiten wie Emulsionen, Kolloide und Flüssigkristalle sowie die Vielfalt der Verbindungen, welche die Festkörperchemie hervorbringt.

Die meisten Untersuchungen für die beschriebenen Gebiete und Fragestellungen werden im Prinzip mit zwei Arten von Streuapparaturen ausgeführt: Zur Untersuchung der Struktur, d.h. der atomaren Anordnung in Festkörpern und Flüssigkeiten verwendet man Diffraktometer: Aus der Messung der Intensitätsverteilung der gestreuten Neutronen abhängig von Impulsübertrag oder Streuwinkel kann die Atomanordnung berechnet werden. Für Untersuchungen der atomaren oder molekularen Dynamik hingegen braucht man Messungen, bei denen die Energie der gestreuten Neutronen aufgelöst wird. Hierzu dienen Spektrometer, deren Auflösung je nach Methode in der Gegend von μeV bis zu einigen 0.1 eV liegt. Eine besondere Rolle spielt die Kleinwinkelstreuung von Neutronen. Mit deren Hilfe kann das Gefüge oder die Morphologie in einer Probe untersucht werden, die erheblich ausgedehnter ist als die atomaren Abstände, aber noch jenseits der Auflösung z.B. Licht-mikroskopischer Verfahren.

Bei Experimenten, in denen eine sehr hohe Auflösung in Energie oder Impuls notwendig erscheint, ist die Verwendung besonders energiearmer Neutronen von Vorteil. Dazu werden die Neutronen, die zunächst mit etwa thermischer Energie (einige 10^{-2} eV) im Reflektor eines Forschungsreaktors diffundieren, in einer sogenannten Kalten Quelle abgekühlt. Dies ist ein Gefäß von mindestens einigen 100 cm Volumen, welches mit flüssigem Wasserstoff

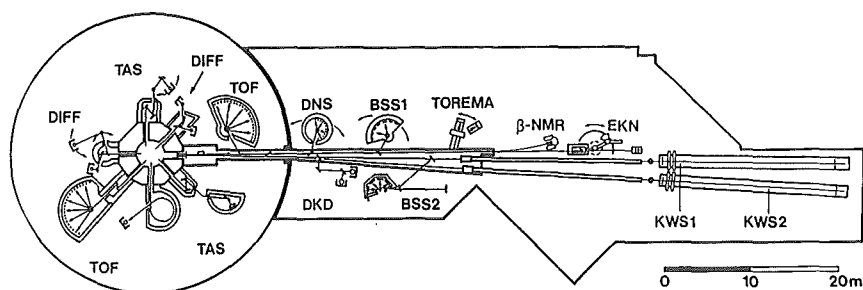


Abb. 1 Der Jülicher Forschungsreaktor FRJ-2 mit dem angebauten Neutronenleiterlabor ELLA. Im Innern der zylindrischen Reaktorhalle sind um die Reaktorabschirmung verschiedene Diffraktometer und Spektrometer aufgebaut (Dreiachsenspektrometer TAS; Flugzeitspektrometer TOF), welche die thermischen Reaktorneutronen nutzen. An der Kalten Quelle entspringt ein Neutronenleiterbündel, welches kalte Neutronen in das langgestreckte Externe Neutronenleiterlabor ELLA führt. Dort arbeiten weitere Instrumente, vor allem zur Untersuchung der diffusen Fehlordnungsstreuung (DNS), für Arbeiten mit sehr hoher Energieauflösung (Rückstreuspektrometer BSS 1 und 2), für Untersuchungen zur Kleinwinkelstreuung (KWS 1, KWS 2 und DKD) zur Neutronenreflektometrie (TOREMA) sowie für die β -Kernspinresonanzmethode und für ein Spektrometer für kalte Neutronen (EKN).

oder Deuterium gefüllt ist. Die Neutronen werden darin auf Temperaturen zwischen 20 und 40 K abgekühlt; somit erhält man eine hohe Intensität energiearmer oder langwelliger Neutronen, etwa im Bereich weniger meV. Ein besonderer Vorteil ist, daß man diese niederenergetischen Neutronen mittels totalreflektierender Rohre, dies sind Nickel-bedampfte, schwach gekrümmte Glasrohre hoher Qualität, durch mehrfache Reflexionen von der Kalten Quelle zu den Experimenten leiten kann. Dies ist das Prinzip, wie es mittels Glasfasern für die Lichtleitung verwendet wird. Die Neutronenleiter haben einen Querschnitt von einigen 100 cm. Die Neutronen werden mit einem Bündel von solchen Leitern über große Strecken zu den verschiedenen Instrumenten geführt. Dies ist technisch vorteilhaft, weil damit die Instrumente im Bereich niedrigen Strahlenuntergrunds stehen; weiterhin kann so an einer Kalten Quelle mit einem Bündel von mehreren Neutronenleitern eine große Zahl von verschiedenen Instrumenten gleichzeitig betrieben werden. Die Abb. 1 zeigt ein typisches Neutronenleiterlabor, wie es am Jülicher Forschungsreaktor FRJ-2 außerhalb des eigentlichen Reaktorgebäudes angeschlossen ist.

3. Mittelflußreaktoren

Zu den Mittelflußreaktoren zählen Forschungsreaktoren mit einer Neutronenflußdichte im Bereich zwischen $1 \cdot 10^{14}$ bis $5 \cdot 10^{14}$ n·cm⁻²·s⁻¹. Moderne Vertreter dieser Klasse sind der ORPHÉE (Inbetriebnahme: 1980) im LBL, Frankreich, der in Bau befindliche MAPLE-X10 im CRL, Canada, der umgebaute JRR-3M (Wiederinbetriebnahme: 1990) im TRE, Japan und der umgebaute BER II (Wiederinbetriebnahme: 1991) im HMI, Deutschland. Ihre Einordnung im Leistungs-Neutronenflußdichte-Diagramm zeigt Abb. 2.

Alle vier Reaktoren sind sogenannte Schwimmbadreaktoren mit einem ähnlichen Aufbau, der am Beispiel des ORPHÉE erläutert werden soll.

3.1. Der ORPHÉE /2/

Beim ORPHÉE besteht der 0,9 m hohe Kern aus acht kastenförmigen MTR-Brennelementen, die in einer quadratischen Konfiguration um einen zentralen Beryllium-Reflektor angeordnet sind. Die Leistungsdichte beträgt im Mittel 0,25 MW/l und im Maximum 1,2 MW/l. Der Kern ist innerhalb des offenen Pools in einem fast geschlossenen Kreislauf untergebracht (Abb.3).

Er wird mit abwärts strömendem Leichtwasser gekühlt und ist - durch eine Wand von diesem getrennt - von einem Schwerwasserreflektor umgeben, in den neun tangential zum Kern verlaufende, austauschbare Strahlrohre und acht vertikale Bestrahlungspositionen einmünden. Über die neun Strahlrohre werden insgesamt 20 Neutronenstrahlen aus dem Reflektor extrahiert. Zwei Strahlrohre mit insgesamt sechs Neutronenstrahlen versorgen das an das Reaktorgebäude angrenzende Neutronenleiterlabor mit kalten Neutronen von zwei im Reflektor installierten Kalten Quellen aus flüssigem Wasserstoff.

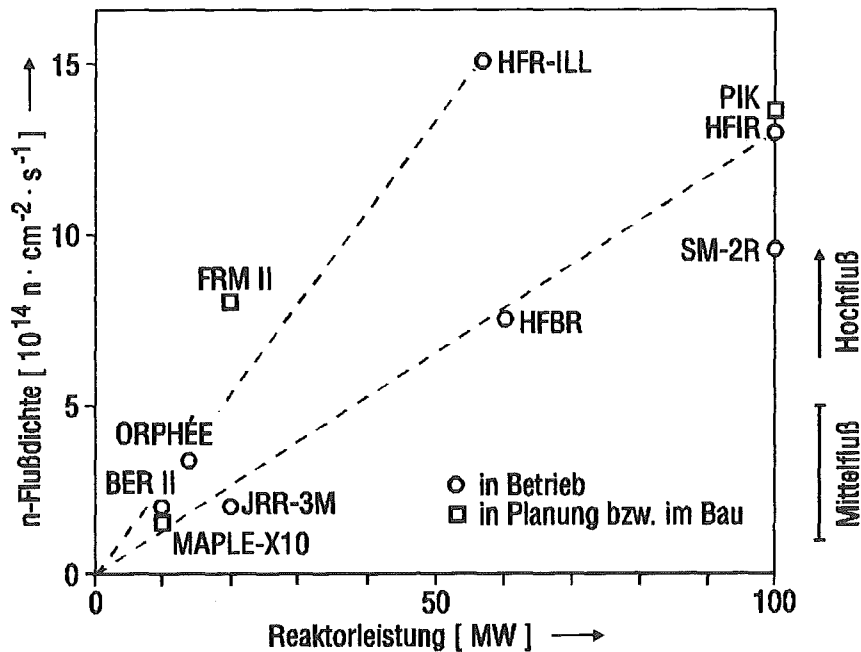


Abb. 2 Maximale ungestörte Neutronenflußdichte im Reflektor als Funktion der Leistung verschiedener Forschungsreaktoren

Die Reaktorleistung wird mit vier Stimmgabel-förmigen Hafnium-Absorbern kontrolliert, die sich in den vier ECKelementen des Kerns bewegen. Sie werden durch motorgetriebene Gewindespindeln bewegt, mit denen sie jeweils durch eine im Druckraum über dem Kern befindliche elektromagnetische Kupplung verbunden sind. Im Falle einer Reaktorabschaltung wird der Strom unterbrochen und die Absorber fallen durch ihr Eigengewicht, das beim Pumpenlauf noch durch den Druckabfall über den Kern unterstützt wird, in den Kern ein.

Der Druckraum über dem Kern ist mit zwei im Normalbetrieb durch den Pumpendruck geschlossen gehaltene Rückschlagklappen versehen. Sie öffnen mit Schwerkraft, sobald die Pumpen zum Stillstand kommen, und ermöglichen auf diese Weise eine Kühlung des Kerns durch natürliche Zirkulation des Poolwassers durch den Kern. Das Wasser tritt dabei unterhalb des Kerns über ständig offene Rohrverbindungen zwischen Primärkreislauf und Pool ein. Die beiden Pumpen des Primärkreislaufs und die zwei Wärmeaustauscher, die die Wärme an den offenen Sekundärkreislauf übertragen, sind in wasserdichten Räumen untergebracht, dessen Volumen so bemessen ist, daß bei einem Leck in diesen Kreislaufabschnitten der Wasserspiegel im Pool nicht unter die für die Naturzirkulation benötigte Mindesthöhe abfallen kann.

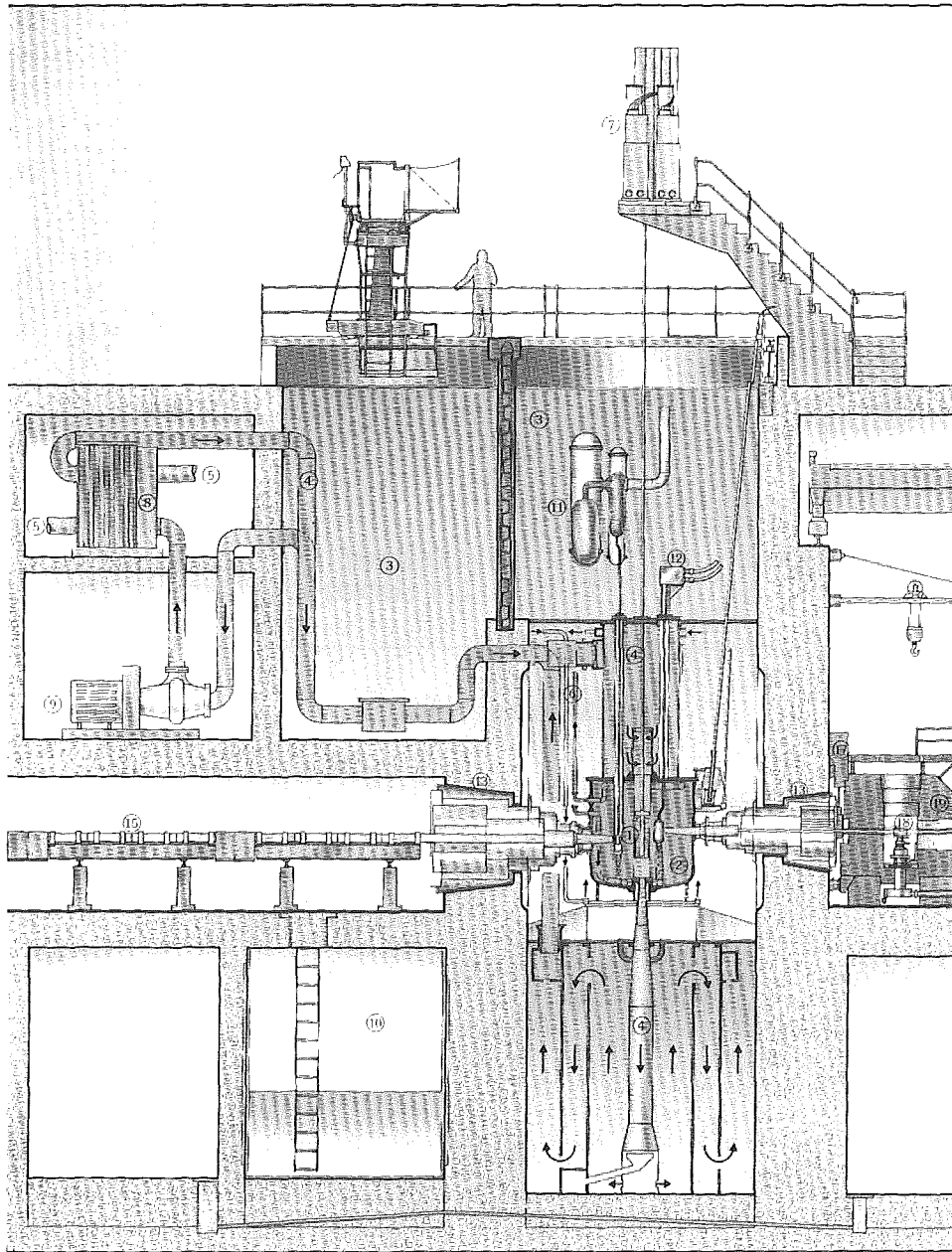


Abb. 3 Schnitt durch den sogenannten Wasserblock des ORPHÉE.
 1: Kern, 2: Schwerwasserreflektor, 3: Reaktor- und Absetzbek-
 ken, 4: Primärkühlsystem, 5: Sekundärkühlsystem, 6: Schwerwassersystem,
 7: Absorberstabantriebe, 8: Wärmeaustauscher, 9: Primärpumpe, 10: Abblaß-
 tank, 11: Kalte Quelle, 12: Heiße Quelle, 13: Tangentiale Strahlrohre,
 15: Neutronenleiter, 17: Feste Abschirmung, 18: Monochromator, 19: Mono-
 chromatorabschirmung.

Das zylindrische Reaktorgebäude aus schlaffbewehrtem Beton ist gegen einen Störfall-Überdruck von 130 mbar ausgelegt, wobei die Leckage 1 Vol.-%/h betragen darf. Durch eine Zwischendecke ist das Gebäude in die Reaktorhalle und die Experimentierhalle unterteilt, so daß die Betriebsebene von der Experimentierebene getrennt ist. Dies ist typisch für moderne Strahlrohrreaktoren.

3.2. Besonderheiten der anderen Typen im Vergleich zum ORPHÉE

Der ORPHÉE verwendet hochangereicherten Brennstoff (93 % U-235) in der Form von UAl_x , dispergiert in Aluminium und eingelagert in dünnen Platten. Das Brennstoffinventar reicht für eine Standzeit des Kerns von 101 Tagen; danach wird der Kern komplett ausgetauscht. Dies ist bei den anderen drei Typen mit ihren größeren Kernen, die auch Bestrahlungen im Kern erlauben, und den kürzeren Betriebsperioden nicht der Fall. Sie verwenden außerdem niedrigangereicherten Brennstoff (U-235: < 20 %) mit Ausnahme des BER II, für den die Umstellung beantragt ist. Beim JRR-3M reicht dazu noch die U-Dichte von dispergiertem UAl_x -Al, im allgemeinen muß dann aber auf U_3Si_2 -Al umgestellt werden, um genügend Uran im Kern unterbringen zu können. Der MAPLE-X10 verwendet als einziger der genannten Typen stabförmige statt plattenförmige Brennelemente in hexagonalen Kassetten und mit Längsrippen zur Verbesserung der Kühlung.

Eine Besonderheit beim BER II gegenüber den anderen Typen ist der feste Reflektor aus Beryllium mit einem durchgehenden und acht darin einmündenden Strahlrohren. Ein besonders großes konisches Strahlrohr enthält an seiner Stirnseite die Kalte Quelle aus überkritischem Wasserstoff und sechs Neutronenleiter zur Versorgung des neuerrichteten Neutronenleiterlabors /4/. Die Zahl der Strahlrohre ist damit die gleiche wie beim ORPHÉE und beim JRR-3M. Drei davon verlaufen jedoch radial zum Kern und sind damit wegen des hohen Untergrundes an schnellen Neutronen und γ -Strahlung von minderer Qualität. Der MAPLE-X10 ist ein Prototyp ohne Strahlrohre; die Strahlrohrvariante sieht sechs tangentielle Strahlrohre vor.

Beim BER II, JRR-3M und MAPLE-X10 ist der Kern nach oben zum Becken hin offen und damit zugänglich. Normalerweise bedingt dies eine abwärtsgerichtete Strömung durch den Kern, wie dies auch beim BER II und JRR-3M der Fall ist. Durch eine geschickte hydraulische Auslegung hat man beim MAPLE-X10 jedoch eine Aufwärtsdurchströmung des Kerns verwirklicht. Das Kühlwasser wird von unten durch den Kern gedrückt und unmittelbar über dem Kern seitlich wieder abgesaugt. Eine definierte Öffnung im unteren Plenum sorgt für einen Bypass-Strom zum Kern über das Becken, der während des Betriebes in dem über dem Kern befindlichen, offenen Kamin einen permanenten Abwärtsstrom bewirkt und dadurch verhindert, daß das im Kern hochgradig aktivierte Wasser unverzögert in den Pool gelangt. Der Vorteil dieser Konstruktion liegt darin, daß sich der Übergang von Zwangs- auf Naturkonvektionskühlung ohne Strömungsumkehr im Kern vollzieht und Naturkonvektionsklappen entbehrlich sind.

4. Hoch- bzw. Höchstflußreaktoren

4.1. Hochflußreaktoren heutiger Generation

Die Neutronenflußdichte von Hochflußreaktoren reicht bis an $1 \cdot 10^{15} \text{ n} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ und darüber. Die Spitzenposition nimmt der von Deutschland und Frankreich gemeinsam entwickelte und gebaute HFR-Grenoble (Inbetriebnahme: 1971) im ILL, Frankreich ein (Abb.2), gefolgt von dem HFIR (Inbetriebnahme: 1965) im ORNL, USA, dem HFBR (Inbetriebnahme: 1965) im BNL, USA und dem SM-2R (Inbetriebnahme: 1961) im SRINR, Rußland. Bezeichnend ist, daß die bestehenden Hochflußreaktoren alle in den 60er bzw. Anfang der 70er Jahre in Betrieb genommen wurden und daß mit Ausnahme des im Bau befindlichen PIK im PNPI, Rußland, dessen Bau aber auch schon 1975 begonnen und dessen Fertigstellung durch den Unfall in Tschernobyl und heutige Finanzierungsprobleme erheblich verzögert wurde, keine neuen Hochflußreaktoren hinzukamen. Ein wesentlicher Grund hierfür ist die technologische Grenze, die mit diesen Reaktoren bei den qualitätsbestimmenden Parametern wie Brennstoff- und Leistungsdichte erreicht wurde. Erst durch die im Rahmen der Umstellung von Forschungsreaktoren auf Niedriganreicherung initiierte Entwicklung des neuen Brennstoffs $\text{U}_3\text{Si}_2\text{-Al}$, der eine deutliche Anhebung der Brennstoffdichte erlaubt, ist es möglich, diese Grenze zu überschreiten, vorausgesetzt, die Brennstoffanreicherung von 93 % wird beibehalten.

4.2. Hoch- bzw. Höchstflußreaktoren neuer Konzeption

Bekannte neue Konzepte sind der am Standort Garching bei München geplante FRM-II und die in der Entwicklung befindliche Advanced Neutron Source (ANS) der USA, ein besonders ehrgeiziges Projekt, das die bisherigen Hochflußreaktoren noch um eine halbe bis ganze Größenordnung in der thermischen Neutronenflußdichte übertreffen soll. Beide neuen Konzepte setzen eine Kernentwicklung fort, die für den HFIR erfolgreich begonnen wurde und sich danach auch beim HFR-Grenoble bewährt hat. Es handelt sich um ein ringförmiges Brennelement, das von einem Außen- und Innenrohr mit dazwischen liegenden evolventenförmig gekrümmten Brennstoffplatten gebildet wird (Abb. 4). Durch die Kreisevolventenkrümmung verlaufen die Platten parallel, so daß sich gleichbleibende Kühlpalten ergeben. Die Zylinderform bewirkt allein durch ihre Rotationssymmetrie eine Vergleichsmäßigung der Leistungsdichte.

Der FRM II /3,4/ gleicht in seinem grundsätzlichen Aufbau dem ORPHÉE. Das Besondere ist der sehr schlanke Kern aus einem einzelnen Brennelement, das dem Brennelement des HFR-Grenoble ähnelt, aber im Außendurchmesser wesentlich kleiner ist (243 mm statt ca 400 mm). Das Kernvolumen beträgt nur ca. 18 l. Bei diesen Abmessungen läßt sich selbst mit hochangereichertem Brennstoff nur bei einer Leichtwassermoderierung eine vernünftige Standzeit - sie soll 50 Tage betragen - erreichen; bei Schwerwasser werden zu wenig Neutronen in der aktiven Zone thermalisiert.

Mit einer Leistung von 20 MW wird im Schwerwasserreflektor eine Neutronenflußdichte von $8 \cdot 10^{14} \text{ n} \cdot \text{cm}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ erreicht. Das Fluß-Leistungs-Verhältnis wäre damit etwa 50 % größer als beim HFR-Grenoble, obwohl die mittleren Leistungsdichten (HFR-Grenoble: 1,2 MW/l) kaum voneinander abweichen. Zur Steuerung und Abschalten dient ein zentraler nach oben gegen die Strömungsrichtung des Kühlwassers ausfahrender Absorber mit anhängendem Beryllium-Reflektor. Fünf Schnellabschaltstäbe im Reflektor, die mit vorgespannten Federn nach Art der Konzeption beim HFR-Grenoble eingeschlossen werden, bilden das zweite unabhängige Abschaltssystem.

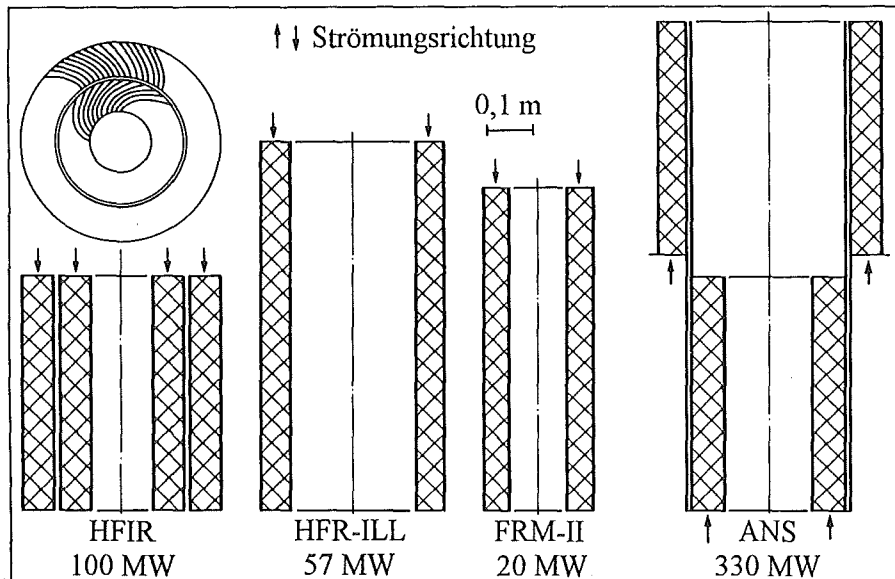


Abb. 4 Gegenüberstellung der Kerne der zwei existierenden (links) bzw. geplanten (rechts) Hochflußreaktoren mit Evolventen-Brennelementen

Der FRM-II wird über zehn horizontale Strahlrohre auf verschiedenen Kernebenen verfügen, die 20 Neutronenstrahlen aus dem Reflektor extrahieren. Eines davon mit fünf Neutronenleitern versorgt das angrenzende Neutronenleiterlabor mit kalten Neutronen. Als Kalte Quelle ist ein Topf mit 22 l flüssigem D_2 vorgesehen. Verschiedene Bestrahlungsanlagen ergänzen die instrumentelle Ausstattung des Reaktors.

Die ANS (Advanced Neutron Source) /3/ ist ein Höchstflußreaktor von 330 MW mit Schwerwasser als Kühlmittel, Moderator und Reflektor. Schwerwasser als Kühlmittel wurde bevorzugt, weil hierbei mehr Neutronen im Reflektor thermalisiert werden und dort zu einer Anhebung der Flußdichte führen. Im Aufbau gleicht sie dem HFR-Grenoble; nur der Kern befindet sich in einem vom Reflektor getrennten Druckrohr. Eine Besonderheit ist wiederum der Kern. Er vereinigt die kurze Heizlänge des HFIR-Kerns mit der langen neutronischen Länge des HFR-Grenoble-Kerns. Dies wird erreicht durch zwei konzentrische ringförmige Kernhälften, die in Serie angeordnet sind, wobei das Außenrohr der unteren Hälfte mit dem In-

nenrohr der oberen Hälfte identisch ist (Abb. 4). Beide Kernhälften werden also parallel durchströmt, was u.a. dem Druckabfall im Kern zugute kommt, der wegen der erforderlichen hohen Strömungsgeschwindigkeit von 25 m/s trotzdem noch 15 bar beträgt.

Bei einem Kernvolumen von 67,5 l beträgt die mittlere Leistungsdichte annähernd 5 MW/l, mehr als doppelt so viel wie beim HFIR und das Vierfache des HFR-Grenoble. Zur Abflachung des Leistungsprofils benutzt man - wie bei HFIR und FRM II - eine ungleichmäßige radiale und axiale Brennstoffverteilung. Die hohe Leistung erlaubt nur eine Standzeit des Kerns von 17 Tagen.

Für die Steuerung und Abschaltung sind drei Absorber im Zentrum des Kerns mit voneinander unabhängigen Antriebs- und Auslösemechanismen vorgesehen. Als zweites Abschaltssystem fungieren acht Absorber im Reflektor. Durch Druckentlastung ihrer Hydraulikzylinder fallen die im Normalbetrieb voll ausgefahrenen Stäbe bei Anforderung federbeschleunigt ein.

Große konstruktive Anstrengungen werden unternommen, um in der transienten Phase aller erdenklichen Störfälle eine ausreichende Zwangskühlung des Kerns zu gewährleisten. Dies gilt auch für Rohrleitungsbrüche aller Art bis hin zum Bruch des Druckrohres für den Kern. Die Anordnung von Primär- und Sekundärkreislauf und die vorhandenen Vorräte an Leichtwasser erlauben eine passive Nachwärmeabfuhr durch Naturzirkulation über mindestens 72 h, bei Ausfall der Hauptwärmesenke sogar über 30 Tage.

5. Sicherheitsaspekte

Forschungsreaktoren benötigen zur Nutzung und zum Betrieb ein wissenschaftliches und technisches Umfeld, das nur in Forschungszentren gegeben ist. In ihnen sind viele Menschen beschäftigt, und sie liegen meist in der Nähe von Großstädten bzw. in dichtbesiedelten Gebieten. Der Aspekt der Sicherheit gewinnt von daher an besonderer Bedeutung.

In sicherheitstechnischer Hinsicht von Vorteil ist, daß das Inventar an kurzlebigen Spaltprodukten bei den behandelten Forschungsreaktoren aufgrund der niedrigen Leistung und der kurzen Standzeiten des Kerns um ein bis zwei und das der langlebigen sogar um zwei bis drei Größenordnungen geringer ist als bei einem großen Leistungsreaktor. Auch ist die im Kern und Primärkreislauf gespeicherte thermische Energie vergleichsweise gering. Zum einen ist der Kern sehr klein, zum anderen haben die Kühlwassertemperaturen selbst bei Reaktoren mit hohem Druck im Primärkreislauf noch einen deutlichen Abstand zur Siedetemperatur bei Umgebungsdruck. Eine Druckentlastung des Primärkreislaufs führt daher nicht zu einer spontanen Verdampfung des Wassers.

Die hohe Leistungsdichte in Verbindung mit der geringen Wärmekapazität und der niedrigen Schmelztemperatur des Kerns macht Forschungsreaktoren aber besonders empfindlich gegenüber Ausfällen der Zwangskühlung. Die Schnellabschaltung ist eine notwendige aber nicht immer hinreichende Ge-

genmaßnahme. Zusätzlich sind Vorkehrungen zu treffen, die verhindern, daß die Zwangskühlung schlagartig unterbrochen werden kann, und die nach der Abschaltung noch für eine begrenzte Zeit einen ausreichenden Kerndurchfluß garantieren. Eine sehr gebräuchliche Vorkehrung sind Schwungmassen an den Primärpumpen. Nach Auslaufen der Pumpen (ca 60 s) kann bei Mittelflußreaktoren unmittelbar auf Naturkonvektionskühlung übergegangen werden, auch wenn das mit einer Strömungsumkehr im Kern verbunden ist. Bei Hochflußreaktoren muß die Zwangskühlung noch für mindestens eine halbe bis eine Stunde aufrecht erhalten werden. Hier werden dann Pumpen mit Batterie-gepuffelter Stromversorgung eingesetzt.

Die Schaffung der Möglichkeit für eine passive Nachwärmeabfuhr an die Umgebung, wie sie heute für Leistungsreaktoren diskutiert wird, ist bei modernen Forschungsreaktoren Stand der Technik. Bei Schwimmbadreaktoren nicht zu hoher Leistung (< 60 MW) ist sie praktisch automatisch gegeben durch die vergleichsweise hohe Wärmekapazität des Beckenwassers, die die abzuführende Wärmeleistung soweit herabsetzt, daß die natürlichen Wärmeverluste bereits ausreichen. Bei hohen Leistungen sind passiv arbeitende Systeme erforderlich, wie das Beispiel der ANS zeigt. Voraussetzung ist in jedem Fall, daß das Beckenwasser bzw. im Fall der ANS das Primärwasser nicht auslaufen kann. Dies wird durch Vorkehrungen wie Mehrfacheinschluß des Wassers, Vermeidung von Rohrdurchführungen unterhalb des Mindestwasserstandes, Antisiphonbrecher usw. gewährleistet.

Der Sicherheitseinschluß besteht bei modernen Forschungsreaktoren in der Regel aus einem sogenannten Confinement, also einem Gebäude, das bei Bedarf geschlossen und über eine Störfallfilteranlage auf Unterdruck gehalten wird. Der Auslegung liegt zumindest die Annahme des Teilschmelzens des Kerns zugrunde. Schwimmbadreaktoren können dabei im allgemeinen den Vorteil nutzen, daß die Freisetzung in das Beckenwasser erfolgt, das mit Ausnahme der Edelgase alle übrigen Spaltprodukte fast vollständig zurückhält. Die Störfallfilter leisten ein übriges, so daß die Umgebungsbelastung im wesentlichen durch die Abgabe von Edelgasen bestimmt wird. Bei der ANS ist ein Sicherheitseinschluß ähnlich dem bei den deutschen Konvoianlagen vorgesehen.

6. Literatur

1. Nuclear Research Reactors in the World, IAEA, Vienna, 1989, IAEA-RDS-3/4
2. The ORPHÉE Reactor, Broschüre des Léon Brillouin Laboratory, CEA-CNRS
3. Proceedings of the 2nd Meeting of the International Group on Research Reactors, 18-19 May 1992, Saclay, France
4. Forschungsreaktoren Atomwirtschaft, Januar 1993

Professor Dr. Rudolf Schulten

Zur Person - Stationen eines erfolgreichen Weges

Helmut Neis

Rudolf Schulten wurde am 16. August 1923 in Oeding/Westfalen geboren. Seine frühe Jugend war überschattet von den Wirren des zweiten Weltkrieges. Erst nach Kriegsende begann er 1945 sein Studium der Physik und Mathematik an der Universität Bonn, das er 1949 mit dem Hauptdiplom abschloß. Anschließend ging er als Doktorand an das Max-Planck-Institut in Göttingen. Dort promovierte er 1953 bei Prof. Werner Heisenberg mit einer Dissertation über "*Die magnetischen Momente und Quadrupolmomente einiger leichter Atomkerne*". Noch drei Jahre arbeitete er danach als Assistent von Prof. Heisenberg und Prof. Wirtz in Göttingen auf dem Gebiet der Neutronenphysik und Reaktortechnik, bis er 1956 in die Industrie wechselte.

Bei der Firma Brown, Boveri & Cie. in Mannheim übernahm Dr. Rudolf Schulten 1957 die Leitung der Kernenergieabteilung. Er war damit zuständig für die Planung und den Bau des AVR in Jülich, dem ersten in Deutschland konzipierten Kernreaktor. Schon die Auslegung dieses von der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) - einem Zusammenschluß kommunaler Energieversorgungsunternehmen - in Auftrag gegebenen Hochtemperaturreaktors mit kugelförmigen Brennelementen hatte er entscheidend mitbestimmt. Noch im gleichen Jahr wurde er Geschäftsführer der eigens zum Bau des AVR gegründeten Arbeitsgemeinschaft Brown, Boveri / Krupp Reaktorbau GmbH.

Der Bau des AVR war noch nicht beendet, als Professor Dr. Rudolf Schulten 1964 den Ruf als Ordinarius auf den Lehrstuhl für Reaktortechnik an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen annahm und gleichzeitig Direktor am Institut für Reaktorentwicklung der Kernforschungsanlage (KFA) Jülich wurde. Bis zu seiner Emeritierung im Jahre 1989 widmete er auch hier seine ganze Schaffenskraft seinem Lebenswerk, dem Hochtemperaturreaktor (HTR). Unermüdlich und unbeirrbar arbeitete er an seiner Weiterentwicklung mit dem Ziel, die Kernenergie außer zur Stromerzeugung auch in dem sehr viel größeren Wärmemarkt als Hochtemperatur-Prozeßwärme einzusetzen und gleichzeitig die Sicherheitsqualität des HTR durch die konsequente Ausnutzung inhärenter, passiver Sicherheitseigenschaften immer weiter zu verbessern.

Alle Entwicklungsarbeiten für den Hochtemperaturreaktor und die Nutzung nuklear erzeugter Prozeßwärme im Bereich hoher Temperaturen wurden in enger Zusammenarbeit mit der Industrie durchgeführt. Prof. Schulten hielt diese enge Kooperation für unverzichtbar, aber auch die für die Forschungsförderung zuständigen Ministerien sowie die Leitung der KFA legten von vornherein großen Wert darauf.

Der erste und wohl bedeutendste Meilenstein der HTR-Entwicklung war der von Prof. Schulten entscheidend mitbestimmte Bau des AVR in Jülich. Seine Entwicklung verlief parallel zu ähnlichen Bestrebungen in Großbritannien und in den Vereinigten Staaten, deren Ziel es war, Reaktoren vornehmlich mit Komponenten aus keramischen Werkstoffen zu bauen, um hohe Temperaturen im Primärkreislauf sowie im nachgeschalteten Sekundärkreislauf erreichen zu können. Ein Charakteristikum der Entwicklung in der Bundesrepublik ist die kontinuierliche Beschickung mit Brennstoff während des Reaktorbetriebes, die durch die Verwendung kugelförmiger Brennelemente ermöglicht wird. Diese Beschickungsart gestattet eine gute Anpassung der Leistungsdichte im Reaktor an die erforderlichen Temperaturverhältnisse und erlaubt es, Reaktoren praktisch ohne Überschußreaktivität zur Kompensation des Abbrandes zu betreiben.

Der als Versuchsanlage konzipierte erste deutsche Hochtemperaturreaktor AVR mit einer Leistung von 15 MW_{el} hat in seiner erfolgreichen Betriebszeit von mehr als 20 Jahren bemerkenswerte Forschungs- und Betriebsergebnisse geliefert. Seine hohe Kühlmittelaustrittstemperatur von 950 °C ist bisher einzigartig auf der Welt. Damit wurde der Nachweis erbracht, daß nuklear erzeugte Wärme nicht nur auf niedrigem oder mittlerem Temperaturniveau für die Stromerzeugung, sondern auch im Hochtemperaturbereich für die Durchführung chemischer Prozesse sicher bereitgestellt werden kann. Zahlreiche für den Betrieb eines Hochtemperaturreaktors notwendige Komponenten sind im AVR erprobt worden. Spezielle Kenntnisse über das Verhalten der Spaltprodukte sowie des Tritiums konnten gewonnen werden, mit denen sich die ungewöhnlich niedrige Kontamination des Kühlgases durch radioaktive Stoffe trotz der extrem hohen Kühlgastemperatur bei dem hier gewählten Konzept erklären ließ. Andere Experimente demonstrierten die starke Wirkung des negativen Temperaturkoeffizienten und erbrachten den Nachweis, daß bei geeigneter Auslegung und Gestaltung Reaktivitätsstörfälle in solchen Reaktorordnungen keine Bedeutung haben. In speziellen Störfallexperimenten wurde bewiesen, daß beim AVR die Nachwärmeabfuhr selbsttätig erfolgt. Wegen der niedrigen Kernleistungsdichte, der kurzen Wärmetransportwege und bedingt durch die gute Wärmeleitfähigkeit im Core des Kugelbettektors sowie in den umgebenden Reflektorstrukturen wird genügend Wärme abgeführt, so daß ein Überschreiten unzulässiger Temperaturgrenzen in den Brennelementen ausgeschlossen ist. Dieses Prinzip der selbsttätigen Nachwärmeabfuhr kann auch in größeren Kernkraftwerken bei entsprechender Auslegung verwirklicht werden.

Die Erfolge bei Planung und Bau des AVR ließen schon bald ein neues Projekt entstehen, den Thorium-Hochtemperatur-Reaktor (THTR 300) mit einer Leistung von 300 MW_{el}. Auch an den Entwicklungsarbeiten dazu war Prof. Schulten maßgeblich beteiligt. Von 1965 bis 1970 war er Leiter des THTR-Projekts, an dem auch EURATOM beteiligt war und dessen industrielle Weiterführung 1970 von der Firma Brown, Boveri / Krupp übernommen wurde. Als Betreiber schlossen sich 1970 sechs Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) zur Hochtemperatur-Kernkraftwerk Gesellschaft (HKG) zusammen. Als besondere Neuerung beim THTR ist die Verwendung eines großen berstsicheren Reaktordruckbehälters aus Spannbeton hervorzuheben. Dieses neuartige Behälterkonzept hatte man nach den bereits in Frankreich und Großbritannien gemachten Erfahrungen ausgewählt. Mit der Reaktorleistung von 300 MW_{el} war zudem ein erster Schritt in Richtung eines Prototyp-Kraftwerkes getan, das die Extrapolation auf größere Einheitsleistungen ermöglichte.

Der THTR konnte nach einer langen Bauzeit, die durch viele, vorwiegend genehmigungstechnische Verzögerungen bestimmt war, 1985 fertiggestellt und nach einigen Anfangsschwierigkeiten erfolgreich in Betrieb genommen werden. In seiner Betriebszeit von insgesamt 3 Jahren hat das Kraftwerk seine Auslegungswerte voll erreicht und die technische Ausführbarkeit eines Hochtemperaturreaktors mittlerer Leistung bestätigt. Insbesondere die Eignung einiger neuartiger Komponenten konnte durch diese Prototypanlage nachgewiesen werden. Das sehr gutmütige und sicherheitstechnisch vorteilhafte träge Verhalten eines derartigen vollkeramischen Reaktorkerns mit Heliumkühlung ist auch bei diesem Reaktor in überzeugender Weise demonstriert worden. Selbst unvorhergesehene Reparaturarbeiten am Primärkreis konnten erfolgreich durchgeführt werden.

Die allgemeine Verunsicherung in der Kerntechnik nach dem Unfall in Tschernobyl und die dadurch verstärkte Akzeptanzkrise waren vermutlich auch ein Grund dafür, daß die in genehmigungstechnische Schwierigkeiten geratene Anlage nicht mehr die notwendige Unterstützung erhielt, und schließlich aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden mußte. Auf keinen Fall waren es technische oder gar sicherheitstechnische Schwierigkeiten, die eine frühzeitige Beendigung dieses Projektes erforderlich gemacht haben.

Die beiden auf Initiative von Prof. Schulten gebauten Anlagen AVR und der THTR-300 sind Ausgangspunkte für weitere Entwicklungen der deutschen Industrie gewesen, die von Prof. Schulten nach Kräften unterstützt wurden. So können die HTR-Modulreaktoren als Weiterentwicklung des AVR angesehen werden, da man hierbei die schon am AVR als vorteilhaft erkannten Sicherheitsprinzipien konsequent eingeplant hat. Als besondere Sicherheitsmerkmale sind eine selbsttätige Abfuhr der Nachwärme aus dem Reaktorsystem sowie eine stets selbsttätige Abschaltung der Kettenreaktion bei allen in der Anlage zu erwartenden Störfällen zu nennen. Der Modulreaktor wurde von der deutschen Industrie für

eine Leistungsgröße von 200 MW_{th} im Detail geplant und läßt sich als modulares System, dem jeweils erforderlichen Leistungsbedarf angepaßt, wirtschaftlich für viele Anwendungen, insbesondere auch in der Kraft-Wärme-Kopplung einsetzen.

Prof. Schulten war auch fasziniert von dem Gedanken, Kernreaktoren und Gasturbinenkreisläufe zu koppeln. Im Laufe der HTR-Entwicklung in der BRD ist ein solches Konzept im Rahmen des Projektes Hochtemperaturreaktor mit Heliumturbine (HHT) unter seiner Mitwirkung detailliert untersucht worden. Bis zur Beendigung des Projekts im Jahre 1981 war Prof. Schulten Mitglied des Lenkungsausschusses. Es konnte gezeigt werden, daß eine derartige Kombination grundsätzlich möglich ist und gegenüber Dampfkraftprozessen Vorteile aufweist. Bisher war jedoch ein solches Verfahren wegen einiger schwieriger Entwicklungsschritte noch nicht realisierbar. Die inzwischen zu verzeichnenden Fortschritte in der technischen Entwicklung lassen aber die direkte Ankopplung des Gasturbinenprozesses an einen HTR als interessante Alternative erscheinen. So hat erst vor wenigen Monaten General Atomics einen Konzeptentwurf vorgelegt für einen supersicheren HTR mit einem voll in den Primärkreis integrierten Turbosatz, bestehend aus Gasturbine, Kompressor und Generator, einschließlich der zugehörigen Wärmetauscher. Diese Anlage hat einen Prozeßwirkungsgrad von über 50%.

Die im AVR-Reaktor erzielte Kühlgastemperatur von 950 °C veranlaßten Prof. Schulten, sich intensiv mit der Anwendung nuklearer Prozeßwärme zu befassen. Dieses hier erreichte hohe Temperaturniveau gestattete die Durchführung verschiedener Prozesse. In groß angelegten, öffentlich geförderten Forschungsprojekten untersuchten kompetente Industriefirmen gemeinsam mit der KFA Realisierungsmöglichkeiten verschiedener aussichtsreicher Anwendungen nuklearer Prozeßwärme. Das Projekt Nukleare Fernenergie (NFE) hat die Möglichkeiten zum Transport chemisch gebundener nuklearer Energie auf kaltem Weg über große Entfernungen erfolgreich demonstriert. Im Projekt Prototyp Nukleare Prozeßwärme (PNP) arbeitete man an der Realisierung der nuklearen Kohleveredelung, d.h. vornehmlich an der Vergasung von Braunkohle und Steinkohle mit Hilfe nuklear erzeugter Wärme. Allein für diesen Zweck wurden drei Prototypanlagen gebaut, die in langjährigem, erfolgreichen Betrieb die grundsätzliche Durchführbarkeit der untersuchten Verfahren bestätigten. Im Lenkungsausschuß dieses Projektes hat Prof. Schulten bis zu seiner Emeritierung 1989 die Forschungsarbeiten maßgeblich beeinflussen und fördern können.

Schon frühzeitig hatte Prof. Schulten auf die endlichen Ressourcen insbesondere der nutzerfreundlichen Energieträger wie Erdgas und Erdöl hingewiesen und sich für einen schonenden, rationellen Umgang mit diesen begrenzten Reserven ausgesprochen, sowie sich intensiv mit ihrer Substitution durch die Bereitstellung alternativer Energieträger befaßt. Auch das mit der zunehmenden Nutzung fossiler Energieträger verbundene CO₂-Problem hatte er bereits in seine Überlegungen mit einbezogen, ehe es einer breiteren Öffentlichkeit bewußt wurde.

Die Erschließung heute noch schwer zugänglicher Ölvorräte, die Substitution von Erdgas durch synthetisch erzeugtes CH_4 sowie von Kraftstoffen durch synthetisch erzeugte Alkohole und der mögliche Übergang zu einer reinen Wasserstoffwirtschaft mit Hilfe nuklearer Prozeßwärme sind Ideen, die am Institut von Prof. Schulten in Zusammenarbeit mit vielen anderen Stellen untersucht wurden.

Ein besonders intensiv erforschter Verfahrensschritt zur Einkopplung nuklearer Prozeßwärme - sowohl im Projekt Nukleare Fernenergie als auch bei der hydrierenden Vergasung von Braunkohle im PNP-Projekt - ist die Reformierung von Erdgas mit Hilfe von Wasserdampf zur Erzeugung von Wasserstoff. Dieses Verfahren wird zukünftig in dem Maße an Bedeutung gewinnen, wie es darauf ankommen wird, einerseits die Vorräte an fossilem Erdgas zu schonen und andererseits die Kohlendioxidemissionen so niedrig wie möglich zu halten.

Die Erzeugung von Wasserstoff mit Hilfe von geschlossenen thermochemischen Kreisprozessen unter Nutzung nuklearer Prozeßwärme wurde in dem auf Initiative von Prof. Schulten an der RWTH Aachen ins Leben gerufenen Sonderforschungsbereich "Nutzung der Prozeßwärme aus Hochtemperaturreaktoren" der Deutschen Forschungsgemeinschaft eingehend untersucht. Von 1975 bis 1985 war Prof. Schulten Sprecher dieses Forschungsbereiches. Viele Arbeiten sind in dieser Zeit von ihm angeregt worden und es wurden viele ausgezeichnete Forschungsergebnisse gewonnen. Aus dem Arbeitsgebiet von Prof. Schulten soll hier nur stellvertretend die Membran-Forschung hervorgehoben werden, mit der ein Weg gefunden wurde, Wasserstoff aus chemischen Prozessen mit Hilfe von Metallmembranen, später auch mit keramischen Membranen abzutrennen.

Den Fragen von Akzeptanz und Verantwortbarkeit der Kernenergienutzung hat sich Prof. Schulten stets mit besonderem Ernst gewidmet. Seine Forschungen beschränkten sich daher nicht nur auf die Entwicklung inhärent sicherer Reaktoren, sondern haben sich auch mit Themen der Entsorgung und Schließung des Brennstoffkreislaufes befaßt. Auf seine Anregung sind schon frühzeitig die Möglichkeiten der Transmutation von Aktiniden, d.h. die Vernichtung besonders langlebiger Spaltprodukte, untersucht worden, um auf diese Weise die bei der Endlagerung in Betracht zu ziehenden Zeiträume auf ein überschaubares Maß zu reduzieren. Diese Arbeiten wurden insbesondere beflügelt durch die Planungen zum beabsichtigten Bau einer großen Spallationsneutronenquelle in der KFA. Andere zur gleichen Zeit von Prof. Schulten angeregte Untersuchungen haben gezeigt, daß die Spallationsneutronenquelle auch hervorragend zum Brüten von Spaltstoff geeignet ist und zudem als extrem unterkritische Anlage ein besonderes Sicherheitsmerkmal aufweist.

Wegen des CO_2 -Problems und des wachsenden Energiebedarfs wird nach der Überzeugung von Prof. Schulten auch die Kernenergie neben allen anderen verfüg-

baren Energieträgern ganz wesentlichen zur Lösung der globalen Energieversorgung beitragen müssen. Dazu ist jedoch eine Nukleartechnik zu entwickeln mit einer neuen Sicherheitsqualität, die sich nachweisbar dadurch auszeichnet, daß selbst im Extremfall der maximal entstehende Schaden in seinem Ausmaß begrenzt und auf die Nuklearanlage beschränkt bleibt. Gerade der AVR hat in einigen wesentlichen Experimenten gezeigt, daß es möglich ist, inhärent sichere Reaktoren auf der Basis dieser Technik zu bauen. Die Lösung der beiden wichtigsten Probleme der nuklearen Sicherheitstechnik, die zweifelsfreie Schadensbegrenzung bei Reaktivitätsstörfällen und bei Störungen der Nachwärmeabfuhr, sind mit der am AVR erprobten Technik zu erreichen. Der AVR ist nicht nur der Reaktor mit der höchsten Kühlmittelaustrittstemperatur, sondern bisher auch weltweit der einzige Reaktor, an dem die Beherrschung des Kühlmittelverluststörfall experimentell demonstriert werden konnte. Eine Kerntechnik, die nachweisbar keine Katastrophen auslösen kann, zeichnet sich damit als technisch realisierbar ab.

Eine der letzten von Prof. Schulten initiierten Entwicklungsarbeiten, denen er sich auch heute noch nach seinem offiziellen Ausscheiden aus dem Berufsleben mit großem Engagement widmet, ist die Beschichtung der keramischen Brennelemente und Reaktoreinbauten, um sie auf diese Weise vor einem korrosiven Angriff zu schützen. Beachtliche und zugleich ermutigende Ergebnisse sind inzwischen durch eine Vielzahl von Versuchen erzielt worden.

Ein weiterer sicherheitstechnischer Vorteil der keramischen Brennelemente ist ihre besondere Eignung zur direkten Endlagerung. In umfangreichen Tests unter extremen Endlagerbedingungen konnte die Auslaugbeständigkeit der Brennstoffpartikelhüllen aus Siliziumcarbid (SiC) nachgewiesen werden. Wenn auch Aussagen über die bei der Endlagerung geforderten langen Zeiträume mit Unsicherheiten behaftet sind, läßt sich der große qualitative Unterschied zu metallischen Hüllwerkstoffen deutlich herausstellen, der auch vor dem Hintergrund der langen Endlagerungszeiten nicht an Bedeutung verliert. Damit zeichnet sich auch eine relativ einfache und gefahrlose Möglichkeit zur direkten Endlagerung der Brennelemente ab. Dieser Entsorgungsweg ohne Wiederaufarbeitung ist für die HTR-Brennelemente wegen ihres hohen Abbrandes ohnehin vorgesehen. Denn die Nutzung des Brennstoffs im HTR ist bereits beim Ersteinsatz so hoch, wie beim Leichtwasser-Reaktor (LWR) erst nach der Wiederaufarbeitung.

Das Lebenswerk von Prof. Schulten ist ein beachtlicher, weitgefaßter Beitrag zur Realisierung einer wirtschaftlichen, umweltschonenden und schadenbegrenzenden Energieversorgung. Es beschränkt sich nicht allein auf die Entwicklung eines kommerziell einsatzfähigen Reaktortyps, sondern umfaßt auch Fragen der Entsorgung und der Umweltproblematik. Insbesondere ist es gekennzeichnet von dem Pflichtbewußtsein, ein Höchstmaß an Sicherheit gewährleisten zu müssen, auch aus der Erkenntnis, daß die verlorene Akzeptanz der Kernenergienutzung in der Bevölke-

nung nur durch das Vertrauen in eine nachweisbar "katastrophenfreie Kerntechnik" wiedergewonnen werden kann.

Professor Schulten hat neben seiner Forschungs- und Entwicklungsarbeit die Aufgaben des Hochschullehrers stets mit Interesse und Engagement wahrgenommen. In den mehr als 25 Jahren seiner Lehrtätigkeit hat er sehr viele Studenten ausgebildet. Zahlreiche Studien- und Diplomarbeiten zu Themen der Kern-, Energie- und Verfahrenstechnik sind von ihm angeregt und zum überwiegenden Teil an seinem Institut durchgeführt worden. Mehr als 200 Dissertationen hat er vergeben. Viele seiner ehemaligen Doktoranden sind heute teils in führender Stellung in der Industrie, in Hochschulen, in Forschungszentren, in Genehmigungsbehörden und in Ministerien tätig. Auch um die Nachwuchsförderung von Hochschullehrern hat er sich durch die Unterstützung zahlreicher Habilitationen verdient gemacht.

Genauso engagiert setzte er sich für die akademische Selbstverwaltung der Hochschule und die Arbeit in den Mitwirkungsorganen der Kernforschungsanlage Jülich ein. Von 1973 bis 1974 war Professor Schulten Dekan der Fakultät für Maschinenwesen und von 1983 bis 1985 Prorektor für Forschung und Technik der RWTH Aachen. In der Zeit von 1969 bis 1985 war er mit Unterbrechungen insgesamt acht Jahre lang Vorsitzender des Wissenschaftlich-Technischen Rates der KFA Jülich.

Das unermüdliche Wirken und die Erfolge von Professor Schulten sind schon durch viele Auszeichnungen und Ehrungen gewürdigt worden. So erhielt er 1972 den Otto-Hahn-Preis der Stadt Frankfurt "Zur Würdigung der Arbeiten eines Naturwissenschaftlers, der sich im Geiste des Werkes von Otto Hahn durch die Erschließung neuer technisch-wirtschaftlicher Möglichkeiten um die Nutzung der Kernenergie für friedliche Zwecke und damit um den allgemeinen Fortschritt verdient gemacht hat". 1975 wurde er mit der Grashof-Denkmünze des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI) "für wesentliche Beiträge zur wirtschaftlichen Nutzung der Kernenergie durch die Entwicklung von Hochtemperaturreaktoren mit Gaskühlung, durch die Schaffung kugelförmiger Brennstoffelemente und eines kontinuierlichen Brennstoffwechsels" ausgezeichnet. Den Aachen und Münchener Preis für Technik und angewandte Wissenschaften verlieh 1986 die Aachener und Münchener Versicherung AG "Professor Schulten, der durch sein unbeirrbares Wirken der Idee des Hochtemperaturreaktors mit kugelförmigen Brennelementen zum praktischen Durchbruch verhalf und damit eine Basis für Kernkraftwerke mit inhärenter Sicherheit schuf" 1987 wurde Prof. Schulten zum Ehrenmitglied der Kerntechnischen Gesellschaft (KTG) e.V. ernannt "für seine Verdienste um die Entwicklung des einzigen originär in der Bundesrepublik Deutschland entstandenen Reaktortyps, des Hochtemperaturreaktors". Der Werner-von-Siemens-Ring, ein Ehrenring für Verdienste um Naturwissenschaft und Technik, wurde ihm 1988 "in Würdigung seiner grundlegenden Arbeiten zur Entwicklung des Hochtemperaturreaktors" verliehen. 1989 erhielt er das Große Verdienstkreuz des Verdienstordens

der Bundesrepublik Deutschland. Den Ehrenpreis für wissenschaftliche Verdienste vergab General Atomics und die University of California in San Diego 1990 an Professor Schulten, "der sich unermüdlich dafür eingesetzt hat, die Akzeptanz der Öffentlichkeit für die friedliche Nutzung der Kernenergie zu gewinnen, und die inhärente und passive Sicherheitsphilosophie gefördert hat, die mittlerweile weltweite Anerkennung findet." Die Ernennung zum Gastprofessor der Tsinghua Universität in Beijing, China, erfolgte 1990. Auch der bevorstehende 70. Geburtstag von Prof. Schulten wird Anlaß sein, noch weitere Ehrungen folgen zu lassen.

Bei aller Freude und berechtigtem Stolz über so viele Auszeichnungen und Ehrungen hat Prof. Schulten nie vergessen und stets anerkannt, daß die ausgezeichneten Erfolge nur mit der Unterstützung seiner vielen Mitarbeiter, Freunde und Förderer ermöglicht wurden. Für seine wissenschaftliche Arbeit hat er die für einen Forscher notwendige Unabhängigkeit beansprucht und seine Forschungsergebnisse hat er ebenso freimütig vertreten. Den herrschaftsfreien Raum, in dem man ohne Zwang arbeiten und forschen kann, hat er jedoch auch seinen Mitarbeitern eingeräumt. Sein Führungsstil war Überzeugung, Motivation, Begeisterung für die Aufgabe. Zu einer offenen, auch kontroversen Diskussion war und ist er noch immer bereit. Respekt genießt er auch bei jenen, die in der Sache nicht seiner Meinung sind

Prof. Schulten kann sicher sein, daß sein Lebenswerk fortgesetzt wird. Sehr viele sind von der grundlegenden Idee überzeugt, daß Kernenergie verantwortbar sicher genutzt werden kann. Nicht die Kernenergie ist abzulehnen, allenfalls die zu ihrer Nutzung angewandte Technik, und angesichts des globalen Energieproblems wird man schon in naher Zukunft nicht mehr die Wahl haben, auf Kernenergie zu verzichten, man wird dann nur noch die Wahl haben, eine Nukleartechnik mit der höchst möglichen Sicherheit einzusetzen. Die Akzeptanzkrise hat auch unter den Fachleuten zu einem Umdenken geführt. Der von Prof. Schulten vorgezeichnete Weg ist eine Möglichkeit, den gesuchten Konsens zu finden und die notwendige Akzeptanz zurückzugewinnen. Das Interesse an der HTR-Technik hat weltweit zugenommen. In den USA werden fortschrittliche Konzepte verfolgt, in China bestehen Baupläne für eine Versuchsanlage und in Japan wird ein HTR-Versuchsreaktor gebaut. Prof. Schulten kann zuversichtlich sein. Möge es ihm vergönnt sein, den kommerziellen Durchbruch der HTR-Technik noch zu erleben!

Gedanken zu Innovationen in der technischen Entwicklung - Laudatio eines engagierten Freundes zur Vollendung des 70. Lebensjahres von Rudolf Schulten

Hermann-Josef Werhahn

Rudolf Schulten ist eine ungewöhnliche Persönlichkeit, ein seltenes Phänomen. Denn es ist kaum zu verstehen, daß ein strebsamer Mathematiker, Naturwissenschaftler und Atomtechniker neben der großen Karawane einen eigenen Weg geht. Manche Leute meinen sogar, das sei unvernünftig, denn es müßten für eine ungewisse Zukunft "überflüssigerweise" riesige Kapitalien bewegt werden, die auch noch konkurrierend auftreten können. Doch als Schüler von Werner Heisenberg war Rudolf Schulten von Anfang an, und auch wegen seiner besonderen Vorschläge, ein international sehr beachteter Kerntechniker und hatte viele Freunde und kapitalstarke Förderer. Das aber hat sich im Verlaufe von 35 Jahren geändert.

Die Karawane der weltweiten Kernindustrie ist vor über 25 Jahren gewaltig angeschwollen. Es wurde deshalb still um Rudolf Schulten, denn viele seiner Freunde und Förderer meinten, bei aller Sympathie für seine Ideen zur schrittweisen Ablösung fossiler Brennstoffe, schließlich müßten sie den Richtlinien des Stromhandels nachgeben, ein Aliud sei abzulehnen.

Heute ist die Nachfrage nach Kernenergie in eine technische Sackgasse geraten. Die übertriebenen Kosten von Atommeilern haben eine allgemeine Ernüchterung bewirkt. Trotzdem erinnern sich heute wieder viele besonnene Beobachter an Rudolf Schulten, obwohl die Aussichten für Studenten in kerntechnischen Industrien im Augenblick zweifelhaft geworden sind.

Was denn nun ist so faszinierend an Rudolf Schulten? Ich meine, er hätte den enormen Aufschwung und den ebenso enormen Abschwung der Kernindustrie zutreffend beurteilt. Die Weltfremdheit, die 30 Jahre lang auf den "abseitigen" Wegen von Rudolf Schulten vermutet wurde, ist jetzt bei den Berühmtheiten von gestern zu finden. Deshalb erinnert man sich jetzt vernünftigerweise an Rudolf Schulten. Allerdings vorsichtig, denn die alten Akteure werden nicht gerne an Fehlinvestitionen erinnert.

Was ist denn gewesen?

Der erste Atommeiler in Deutschland hieß am Anfang "Die Uranmaschine". Die Kerntechniker der ersten Jahre hielten Kernreaktoren für Maschinen und viele Experten, die mit der Karawane gezogen sind, sind immer wieder dieser Meinung.

Rudolf Schulten war von Anfang an für eine rezeptible Technik und für physikalisch eindeutige Sicherungen und gegen konzeptible, d.h. maschinenbauliche Nachrüstungen in der Kerntechnik. Er meinte, man könne nicht vermeiden, daß Maschinen dann und wann versagen, man könne sich aber einen Schleier von Wahrscheinlichkeitsrechnungen und ein beliebig unwahrscheinliches Versagen von kerntechnischen Anlagen nicht erlauben. Denn die Technik der Zukunft müsse nachhaltig akzeptierbar sein.

Die Karawane hat sich in den vergangenen 30 Jahren und bis heute zur Sicherung der Kernreaktoren mit maschinenbaulichen Spitzenleistungen und entsprechenden Nachrüstungen befaßt. Man hatte die Hoffnung, durch monologische Nachrüstung den Wettlauf mit der dialogischen Aufklärung der Wählerinnen und Wähler aller Art gewinnen zu können.

Rudolf Schulten dagegen hat den dialogischen Menschenverstand und menschliches Versagen vorausgesetzt. Er kannte die Fabel vom Hasen und vom Igel: Der Hase (die monologische Technik) kann so schnell laufen wie er will, der Igel (die dialogische Aufklärung) ist immer schon am Ziel. Für Rudolf Schulten und seine Freunde war demnach von Anfang an voraussehbar, daß dieses Wettrennen zugunsten der dialogischen Aufklärung ausgehen würde.

So ist 30 Jahre lang von Deutschland, und zwar von Jülich aus die Botschaft um die Erde gegangen, daß besonders für die Kerntechniken ein industriepolitischer Grundsatz zu gelten hat, der in früheren technischen Revolutionen zeitweilig vernachlässigbar zu sein schien: In Zukunft sind nur noch "nachhaltige Entwicklungen" zulässig, solche, die den Zustand der Erde nicht unzulässig verändern. Diese Regel ist voriges Jahr von Frau Gro Harlem Brundtland, der Ministerpräsidentin von Norwegen, bei den Vereinten Nationen und bei deren Rio-Konferenz unter dem Stichwort "sustainable development" weltbekannt gemacht worden.

Rudolf Schulten hat diesen Grundsatz schon vor 35 Jahren zum Leitmotiv seiner kerntechnischen Entwicklung gemacht. Dabei war die Nutzung von naturgegebenen Rückkopplungseffekten wie z. B. des negativen Temperaturkoeffizienten erstes und wichtigstes Konstruktionsmerkmal. Die unverlierbare selbsttätige Abfuhr der Nachwärme war ein weiteres wesentliches Merkmal inhärenter Sicherheit. Dafür mußten seine Kugelbettöfen ein bescheidenes Größenwachstum in Kauf nehmen. Dazu kam der Verzicht auf brennbare Einbauten, oder deren rezeptible Sicherung mit architektonischen Mitteln (hier ist der Einsatz von mit vielen Kabeln vorgespannten berstsicheren Reaktordruckbehältern gemeint) und schließlich der Übergang zu keramischen Isolierungen der radioaktiven Brennstoffe und Spaltprodukte, die noch eine längere Entwicklungszeit beanspruchen würden.

Diese von Rudolf Schulten und seinen Förderern für eine "nachhaltige Entwicklung" für notwendig gehaltenen Verzögerungen haben den Führern der Karawane, neben anderen mehr politischen Begründungen bisher immer wieder die Gelegenheit eingeräumt, Sicherungssysteme für ausreichend zu erklären, die zum guten Schluß nicht akzeptierbar sind. Denn hypothetische Wahrscheinlichkeitsrechnungen und große Restrisiken werden von Versicherungsgesellschaften abgelehnt, geschweige von Wählerinnen und Wählern aller Art.

Inzwischen sind die Schulten'schen Konstruktionsmerkmale von Reaktoren durch jahrzehntelange Experimente belegbar, also nachgewiesen. So kommt es, daß ein neuerdings öffentlicher Systemstreit unter den älteren deutschen Kernindustriellen dazu geführt hat, daß die Schulten'schen Umstiegsempfehlungen mit einiger Verspätung verwirklicht werden könnten. Ein Aliud wird zur Hauptsache. Heute können wir sagen, daß die pragmatische aber besonnene 35 Jahre lange Vorarbeit eines mutigen Pioniers der Kerntechnik der Menschheit den Weg zu einer nachhaltigen Entwicklung der Energiepolitik gewiesen hat.

In den letzten Jahren seiner beruflichen Tätigkeit ist er zum Schlußstein seiner Bemühungen gekommen: Nach jahrelangen Anläufen ist jetzt eine billige, faserverstärkte Siamant-(SiC)-Synthese möglich. Es ist ihm gelungen, seine berühmten Brennelementkugeln feuerfest und bombensicher doppelt zu verkapseln und zu isolieren, so daß sogar alle Apparaturen und Einrichtungen der nächsten Umgebung des Reaktors trivial, billig und für viele Nationen und Gesellschaften verantwortbar und machbar geworden sind. Und so erscheint er zum guten Schluß als großer Erfinder einer fast idealen Wärmequelle mit kugelförmigen Brennelementen.

Die prototypisch gesicherte Entwicklung einer Siamant-(SiC)-Synthese, einer druck-, zug-, chemie- und feuerfesten Verkapselung radioaktiver Brennstoffe und Spaltprodukte verspricht nicht nur eine zunehmende Streckung fossiler Brennstoffe mit Hilfe von billiger Prozeßwärme aus Kugelbettöfen bei uns und in allen Teilen der Welt und den schließlichen Übergang zu einer allgemeinen Wasserstoff- bzw. Methanolwirtschaft, sondern zugleich auch eine billige Siamant-(SiC)-Isolierung und Endlagerung radioaktiver Abfälle für einige hundert Millionen Jahre. Die tektonische Isolierung von gefährlichen Spaltprodukten ist gelungen. Deswegen können wir jetzt mit Gewißheit annehmen, daß in Zukunft unter menschlicher Mitwirkung eine nachhaltige Entfaltung der Natur gesichert ist.

Rudolf Schulten ist am Ziel seiner bewegenden Arbeiten und Studien angelangt und für die wachsende Menschheit ein Glücksfall!

Autorenverzeichnis

Dr.-Ing. Jürgen Altes

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. rer. nat. Günter Ballensiefen

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. rer. nat. Erwin Balthesen

Projektbeauftragter, Projektträger des BMFT für Entwicklung von Hochtemperaturreaktoren (PTH), Forschungszentrum Jülich (KFA)

Prof. Dr.-Ing. Heiko Barnert

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA) und außerplanmäßiger Professor an der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Dr. Klaus Barthelt

Präsident des Deutschen Nationalen Komitees des Weltenergiesrates; ehemals Vorstandsvorsitzender der Kraftwerk Union und Mitglied des Zentralvorstandes der Siemens AG

Dr.-Ing. Rüdiger Bäumer

Kraftwerksdirektor der Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW) Dortmund

Prof. Dr.-Ing. Friedrich Behr

Hauptabteilungsleiter Forschung, Qualitäts- und Prüfwesen der Thyssen Stahl AG in Duisburg und außerplanmäßiger Professor an der RWTH Aachen

Dr.-Ing. Burckhard Bergmann

Mitglied des Vorstandes der Ruhrgas AG, Essen

Dr. rer. nat. Manfred H. Bloser

Ministerialrat, Leiter des Referats Sicherstellung und Endlagerung radioaktiver Abfälle, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bonn

J. Neal Blue, B.A.

Chairman, General Atomics, San Diego, California, USA

Dr.-Ing. Dietrich Böcker

Bergwerksdirektor, Mitglied des Vorstandes der Rheinbraun AG, Köln

Prof. Dr. rer. nat. Hans Bonka

Lehrgebiet Strahlenschutz in der Kerntechnik der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Dr.-Ing. Heiner Bonnenberg

Geschäftsführender Gesellschafter der Bonnenberg + Drescher Ingenieurgesellschaft mbH, Aldenhoven

Dr. rer. nat. Hans Brockmann

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Heiner Brücher

Abteilungsleiter am Institut für Chemische Technologie des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Hans Peter Buchkremer

Abteilungsleiter Werkstofftechnik am Institut für Angewandte Werkstoffforschung des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Dr. rer. pol. Dr.-Ing. E.H. Karlheinz Bund

Gesellschafter Geschäftsführer der ENRO Energie und Rohstoff GmbH, Essen

Richard A. Dean, B.S., M.S., Ph.D.

ehemals Senior Vice President, Reactor Group, General Atomics, San Diego, Clifornia, USA

Prof. Dr.-Ing. Claus Benedikt von der Decken

ehemals Direktor des Instituts für Reaktorbauelemente des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr.-Ing. Günther Dibelius

ehemals Direktor des Instituts für Dampf- und Gasturbinen der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Dr. phil. nat. Herbert Diehl

Ministerialrat, Leiter des Referats "Fortgeschrittene Reaktorlinien; Kraftwerkstechnologie; Fossile Energieträger", Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT), Bonn

Dr.-Ing. Günther Dietrich

Hauptabteilungsleiter der Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW),
Dortmund

Dr.-Ing. Herbert Dreisvogl

Ministerialrat im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit (BMU), Bonn

Dr.-Ing. Hans-Paul Drescher

Geschäftsführender Gesellschafter der Bonnenberg + Drescher Ingenieurgesell-
schaft mbH, Aldenhoven

Andrej Dudkin

Institute of Nuclear Power Engineering (INPE), Obninsk, Kaluga, Russia, derzeit
Gastmitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des
Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. Alfred Dworak

Leiter des Bereichs Unternehmensentwicklung der VEBA AG, Düsseldorf

Dr. rer. nat. Jochem Eidens

Stellvertretender Leiter des Projekts Kernfusion des Forschungszentrums Jülich
(KFA)

Dr.-Ing. Jürgen Engelhard

Direktor, Leiter des Bereiches Forschung und Entwicklung der Rheinbraun AG,
Köln

Dr. rer. nat. Hans-Ulrich Fabian

Mitglied des Vorstandes der PreussenElektra AG, Hannover

Dr.-Ing. Heinrich Fedders

ehemals wissenschaftlicher Mitarbeiter des Instituts für Reaktorbauelemente des
Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Siegfried Förster

Gastmitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des
Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr.-Ing. Hans Frewer

ehemals Mitglied des Vorstandes der Kraftwerk Union AG

Dr.-Ing. Werner Fröhling

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. rer. nat. Helmut Gerwin

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Klaus-Arne Haas

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Stephan Halaszovich

Leiter der Hauptabteilung Dekontamination der Zentralabteilung Forschungsreaktoren und Kerntechnische Betriebe des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr.-Ing. Ulf Hansen

Kraftwerkstechnik, Universität-GH-Essen

Dr. rer. nat. Herbert Harder

Asea Brown Boveri AG, Mannheim

Dipl.-Ing. Ralf Harth

Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Projektträgerschaft Material- und Rohstoffforschung im Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr. rer. nat. Karl Heinrich van Heek

Leiter des DMT-Instituts für Kokserzeugung und Brennstofftechnik der DMT-Gesellschaft für Forschung und Prüfung mbH, Essen

Dipl.-Ing. Wolfgang von Heesen

Stellvertretender Geschäftsführer der STEAG Kernenergie GmbH, Essen

Prof. Dr.-Ing. Enno Hicken

Direktor am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr. rer. nat. Klaus Hilpert

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Reaktorwerkstoffe des Forschungszentrums Jülich (KFA) und außerplanmäßiger Professor am Institut für Physikalische Chemie der Technischen Hochschule Darmstadt

Toru Hiraoka

Director, Department of Reactor Engineering, Tokai Research Establishment
Japan Atomic Energy Research Institute (JAERI)

Dipl.-Ing. Hans Hohn

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Georg Hütthwohl

Gruppenleiter für Abgasnachbehandlung in der FEV-Motorenteknik, Aachen

Dr. Werner Katscher

Wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Programmgruppe Technologieforschung des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Manfred Kleemann

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Systemanalyse und Technologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. Arno Klusmann

Ruhrkohle Umwelt GmbH, Essen

Prof. Dr.-Ing. Klaus Knizia

ehemals Vorstandsvorsitzender der Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW) Dortmund

Universitätsprofessor Dr.-Ing. Karl-Friedrich Knoche

Lehrstuhl und Institut für Technische Thermodynamik der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Tatsuo Kondo

Director, Department of Fuels and Materials Research, Tokai Research Establishment, Japan Atomic Energy Research Institute (JAERI)

Dr. rer. nat. Hermann Krämer

Vorsitzender des Vorstandes der PreussenElektra AG, Hannover

Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Kröger

Leiter des Forschungsbereichs "Nukleare Energie" und Mitglied des Direktoriums des Paul Scherrer Instituts (PSI), Villingen, Schweiz,
Professur für Sicherheitstechnik an der ETH Zürich

Dr.-Ing. Helmut Kubiak

Stellv. Abteilungsleiter im DMT-Institut für Kokserzeugung und Brennstofftechnik der DMT-Gesellschaft für Forschung und Prüfung mbH, Essen

Prof. Dr.-Ing. Kurt Kugeler

Direktor des Instituts für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA) und
Ordinarius am Lehrstuhl für Reaktorsicherheit und -technik der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Dr.-Ing. Manfred Kugeler

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. Jürgen Kupitz

Leiter der Abteilung Nuclear Power Development, IAEA, Wien

Dipl.-Ing. Martin Lange

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. rer. nat. Werner von Lensa

Stellvertretender Projektbeauftragter, Projektträger des BMFT für Entwicklung von Hochtemperaturreaktoren (PTH), Forschungszentrum Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Gerhard Lepperhoff

Bereichsleiter in der FEV-Motorentechnik, Aachen

Dr. rer. nat. Ulrich Leuchs

Gruppenreferent, Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU

Prof. Dr. Lawrence M. Lidsky

Professor of Nuclear Engineering, Massachusetts Institute of Technology (MIT), Cambridge MA, USA

Prof. Dr.-Ing. Karl Heinz Lindackers

Stellv. Vorsitzender der Geschäftsführung des TÜV Rheinland E. V., Köln

Dr. Günter Lohnert

Abteilungsbevollmächtigter Hochtemperaturreaktoren
Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU

Dr.-Ing. Werner Malléner

Plasmaspritztechnik und SOFC-Arbeiten am Institut für Angewandte
Werkstoffforschung des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. rer. nat. Chrysant Marnet

Technischer Geschäftsführer der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR)
GmbH, Düsseldorf

Dr. Johannes Mertens

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktor-
technik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr. Erich Merz

Direktor des Instituts für Chemische Technologie des Forschungszentrums Jülich
(KFA)

Dr. Rainer Moormann

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktor-
technik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Michael Müller

Leiter der Abteilung Grundsatzfragen Energiewirtschaft der PreussenElektra AG,
Hannover

Dr. phil. Heinz Nabielek

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktor-
technik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Helmut Neis

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktor-
technik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr. Hubertus Nickel

Direktor des Instituts für Reaktorwerkstoffe im Forschungszentrum Jülich (KFA),
Lehrstuhl an der RWTH Aachen und Mitglied der Reaktorsicherheits-Kommission

Dr.-Ing. Hans Ferdinand Nießen

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktor-
technik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Scott R. Penfield, Jr.

Director, Program Development, Gas-Cooled Reactor Associates

Privatdozent Dr.-Ing. Peter-W. Phlippen

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA) und Lehrbeauftragter der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Prof. Dr. techn. Franz Pischinger

Institutsleiter des Lehrstuhles für Angewandte Thermodynamik der Rheinisch Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Dipl. Ing. Günter Pott

Leiter der Heißen Zellen am Institut für Reaktorwerkstoffe im Forschungszentrum Jülich (KFA)

Dipl.-Ing. Hans-Joachim Preuß

Abteilungsleiter des Bereiches Energieerzeugung KWU der Siemens AG, Erlangen

Universitätsprofessor Dr.-Ing. Rudolf Pruscheck

Technik der Energieversorgung und Energiewirtschaft, Universität-GH-Essen

Dr.-Ing. Peter Quell

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Chemische Technologie des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr.-Ing. Ulrich Renz

Lehrstuhl für Wärmeübertragung und Klimatechnik, RWTH Aachen

Dr.-Ing. Herbert Reutler

Abteilungsbevollmächtigter Hochtemperaturreaktoren, Forschungsreaktoren Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU sowie Geschäftsführer der HTR-GmbH (Gesellschaft für Hochtemperaturreaktoren)

Prof. Dr. rer. nat. Dieter Richter

Direktor des Instituts für Neutronenstreuung II des Forschungszentrums Jülich (KFA) und des Fachbereichs Physikalische Chemie der Universität Münster

Dr.-Ing. Jochen Range

Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Projektleitung COSY des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. Ernst Riensche

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieverfahrenstechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Hans Jochem Rütten

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Shinzo Saito

Director, Department of HTTR Project, Tokai Research Establishment,
Japan Atomic Energy Research Institute (JAERI)

Dr. Manfred Sappok

Geschäftsführer der Siempelkamp Gießerei GmbH & Co., Krefeld

Dr.-Ing. Manfred Schad

Projektmanager der Lurgi AG, Frankfurt/Main

Dr.-Ing. Werner Schenk

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Reaktorwerkstoffe / Heiße Zellen im Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. rer. nat. Winfried Scherer

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Klaus Schippers

Leiter der Abteilung KoBra-Technik, Projektleitung KoBra-Demonstrationsanlage,
RWE Energie AG, Essen

Dr.-Ing. Josef Schöning

Direktor der Hochtemperatur Reaktorbau GmbH, Mannheim, sowie
Geschäftsführer der HTR-GmbH (Gesellschaft für Hochtemperaturreaktoren)

Dr.-Ing. Norbert Schorn

FEV Motorentchnik GmbH & Co KG, Aachen

Dipl.-Ing. Bruno Schröder

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Günter Schroeder

Projektleiter der STEAG Kernenergie GmbH, Essen

Dr. Florian Schubert

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Reaktorwerkstoffe des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. Hans Schuster

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Reaktorwerkstoffe des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr.-Ing. Dietrich Schwarz

Hauptabteilungsleiter Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG, Dortmund und Professor an der Universität Dortmund

Dr.-Ing. Fritz Schwarzkopp

Geschäftsführer der SST Prof. Dr.-Ing. Stoll Dr.-Ing. Steffen und Partner Ingenieurgesellschaft mbH, Aachen

Dr.-Ing. Manfred Simon

Mitglied des Vorstandes der Asea Brown Boveri AG, Mannheim

Dipl.-Ing. Walter A. Simon

Vice President, Business Development, Reactor Group, General Atomics, San Diego, California, USA

Dr.-Ing. Jasbir Singh

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Peter Speich

Bergwerksdirektor, ehem. Mitglied des Vorstandes der Rheinbraun AG, Köln

Prof. Dr. Tasso Springer

Direktor des Instituts für Neutronenstreuung I des Forschungszentrums Jülich (KFA) und o. Professor an der RWTH Aachen, Fachbereich Physik

Dr.-Ing. Wolfgang Steinwarz

Projektleiter Nachrüstung WWER Reaktoren
Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU

Prof. Dr.-Ing. Rolf-Dieter Stoll

Direktor des Instituts für Bergbaukunde III der RWTH Aachen

Dr.-Ing. Armin Stoltz

Mitarbeiter der Abteilung Grundsatzfragen Energiewirtschaft der PreussenElektra AG, Hannover

Dr. rer. nat. Detlev Stöver

Kommissarischer Leiter des Instituts für Angewandte Werkstoffforschung des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Yuliang Sun

Institute of Nuclear Energy and Technology (INET), Tsinghua University, Beijing, VR-China, derzeit Gastmitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. rer. nat. Hans Teggers

Direktor, ehem. Leiter des Bereiches Forschung und Entwicklung der Rheinbraun AG, Köln

Privatdozent Dr. rer. nat. Eberhard Teuchert

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Prof. Dr.-Ing. Rolf Theenhaus

Mitglied des Vorstandes des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Walter Theymann

Abteilungsleiter der Asea Brown Boveri AG, Mannheim

Dr. Felix Thomas

Wissenschaftlicher Mitarbeiter der Gesellschaft für Nuklear Service (GNS), Essen

Dr.-Ing. Norbert Verweyen

Abteilung Technik und Umwelt der VEBA AG, Düsseldorf

Prof. Dr. Ing. Alfred Voß

Leiter des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart

Dipl.-Ing. Winfried Wachholz

Abteilungsleiter der Asea Brown Boveri AG, Mannheim

Naoaki Wakayama

Director, Department of High Temperature Engineering, Tokai Research Establishment, Japan Atomic Energy Research Institute (JAERI)

Dr.-Ing. Manfred Walbeck

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Systemanalyse und Technologische Entwicklung des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dipl.-Ing. Johann Waldmann

Hauptabteilungsleiter, Siemens-KWU, Erlangen

Prof. Dr. Wang Dazhong

Institute of Nuclear Energy and Technology (INET), Tsinghua University, Beijing,
VR-China

Prof. Dr.-Ing. Leopold Weil

Direktor und Leiter des Fachbereichs Kerntechnische Sicherheit des Bundesamtes
für Strahlenschutz, Salzgitter

Privatdozent Dr.-Ing. Walter Weirich

Abteilungsleiter Inbetriebsetzung und Meßtechnik, Deutsche Babcock Anlagen
GmbH, Oberhausen

Dipl.-Ing. Isidor Weisbrodt

Bergisch Gladbach

Hermann Josef Werhahn

Bankhaus Werhahn, Neuss

Dr. Heinz Werner

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktor-
technik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Heinz Bernd Wibbe

Vorstandsmitglied der RWE Entsorgung Aktiengesellschaft, Essen

Dipl.-Ing. Michael Will

Projektleiter HTR-Genehmigungsverfahren
Siemens AG, Bereich Energieerzeugung KWU

Dr.-Ing. Manfred Wimmers

Leiter der Anlage der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH in
Jülich

Dr.-Ing. Rainer Wischnewski

Leiter der Abteilung Ingenieurtechnik Versuchsanlagen, Projektleitung KoBra-
Demonstrationsanlage, Rheinbraun AG, Köln

Prof. Dr. rer. nat. Gerd H. Wolf

Direktor am Institut für Plasmaphysik und Leiter des Projekts Kernfusion des
Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr. Lothar Wolf

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktor-
technik des Forschungszentrums Jülich (KFA)

Dr.-Ing. Johannes Wolters

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Sicherheitsforschung und Reaktortechnik des Forschungszentrums Jülich (KFA) und Lehrbeauftragter an der FH Aachen, Abteilung Jülich

Xu Yuanhui

Institute of Nuclear Energy and Technology (INET), Tsinghua University, Beijing, VR-China

Zheng Wenxiang

Institute of Nuclear Energy and Technology (INET), Tsinghua University, Beijing, VR-China

Dr. Alois Ziegler

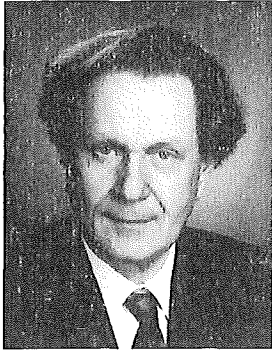
Geschäftsführer der DMT-Gesellschaft für Forschung und Prüfung mbH, Essen

Ing. Egon Ziermann

Ehemaliger Leiter der Anlage der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH in Jülich, jetzt im Ruhestand

Monographien des Forschungszentrums Jülich

- 1 Pharmakologische Untersuchungen in vitro –
Alternativen zum Tierversuch
E. Weber (Hrsg.) (1990)
- 2 Ozon in Deutschland
Die Belastung durch Ozon in ländlichen Gebieten
im Kontext der neuartigen Waldschäden
D. Kley, H. Geiss, T. Heil, Ch. Holzapfel (1990)
- 3 Risiko-Konzepte
Risiko-Konflikte
Risiko-Kommunikation
H. Jungermann, B. Rohrmann und P.M. Wiedemann (Hrsg.) (1990)
- 4 Energiequellen und Energietechnik
M. Pollermann, W. Litzow (1991)
- 5 Neue Energieträger für den Verkehr
Methanol und Alkoholgemische
B. Höhle (1991)
- 6 Computergestütztes "Molecular Modelling"
Alternativen zum Tierversuch
E. Weber (Hrsg.) (1991)
- 7 Information und Kommunikation
in der naturwissenschaftlich-technischen Forschung
Haben wir die richtigen Bibliothekskonzepte ?
E. Lapp, W. Neubauer (1992)
- 8 Fortschritte in der Energietechnik für eine wirtschaftliche,
umweltschonende und schadenbegrenzende Energieversorgung
K. Kugeler, H. Neis, G. Ballensiefen (Hrsg.) (1993)



Prof. Dr. Rudolf Schulten, geboren 1923 in Oeding /Westf., studierte von 1946 bis 1950 Physik und Mathematik an der Universität Bonn und promovierte 1953 bei Prof. Werner Heisenberg am Max-Planck-Institut in Göttingen. Er beendete seine Assistententätigkeit dort 1956, übernahm die Leitung der Kernenergieabteilung bei Brown, Boveri & Cie (BBC) in Mannheim, wo er maßgeblich für die Planung und den Bau des AVR in Jülich zuständig war, und wurde 1957 Geschäftsführer der zu diesem Zweck gegründeten Arbeitsgemeinschaft BBC/Krupp Reaktorbau GmbH. Von 1964 bis 1989 war er Direktor am Institut für Reaktorentwicklung der Kernforschungsanlage (KFA) Jülich und Ordinarius für Reaktortechnik an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen.

Diese Festschrift, aus Anlaß des 70. Geburtstages von Prof. Schulten herausgegeben, enthält eine bunte Sammlung von 63 wissenschaftlichen Beiträgen rund um das Thema Energie. Leitmotiv der meisten Arbeiten ist die Suche nach technischen Lösungen für eine wirtschaftliche, umweltschonende und schadenbegrenzende Energieversorgung und -anwendung vor dem Hintergrund eines wachsenden Energiebedarfs in einem bereits stark belasteten Lebensraum. Da den 140 Autoren aus Wirtschaft, Verwaltung, Forschung und Lehre die Themenwahl weitgehend freigestellt war, haben sich zwangsläufig auch einige thematische Überschneidungen ergeben, jedoch tragen gerade unterschiedliche Sichtweisen zu dem besonderen Reiz eines solchen Buches bei. Viele Beiträge befassen sich mit der Kerntechnik und insbesondere mit dem Hochtemperaturreaktor, dem Lebenswerk von Prof. Schulten. Zweifellos wird zur Lösung des globalen Energieproblems auch die Kernenergie neben allen anderen verfügbaren Energieträgern einen wesentlichen Beitrag leisten müssen und können. Ihre Nutzung wird aber entscheidend davon abhängen, ob eine katastrophenfreie Kerntechnik zum Einsatz kommt, die durch eine nachweisbare Sicherheitsqualität - mit einem im Extremfall auf die Nuklearanlage beschränkten, begrenzten Schadensausmaß - die notwendige Akzeptanz in der Bevölkerung wiedererlangt.

ISBN 3-89336-119-7

3-89336-120-0 (Br.)

