

**KERNFORSCHUNGSZENTRUM
KARLSRUHE**

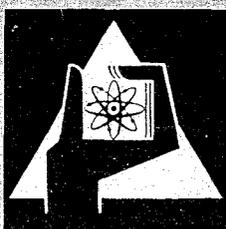
Januar 1969

KFK 918

Institut für Angewandte Reaktorphysik
Institut für Reaktorentwicklung

Ⓜ
Untersuchung der technischen und ökonomischen Situation
dampfgekühlter schneller Brutreaktoren

M. Fischer, J. Seetzen, P. Jansen, D. Faude



GESELLSCHAFT FÜR KERNFORSCHUNG M. B. H.

KARLSRUHE



KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE

Januar 1969

KFK-918

Institut für Angewandte Reaktorphysik
Institut für Reaktorentwicklung

Untersuchung der technischen und ökonomischen Situation
dampfgekühlter schneller Brutreaktoren

von

M.Fischer, J.Seetzen, P.Jansen, D.Faude

Gesellschaft für Kernforschung mbH.Karlsruhe

I n h a l t

Seite

Einleitung	1
I. Technische und ökonomische Untersuchung von dampfgekühlten schnellen 1000 MWe-Reaktoren	2
1. Konstante Kenngrößen	3
2. Hüllrohrmaterial	4
3. Kühlung und Kreislauf	6
4. Physik	9
5. Referenzentwurf und Anlagekosten	9
6. Stabilität und Sicherheit	11
7. Brennstoffzyklus- und Stromerzeugungskosten	12
8. Weiteres Entwicklungspotential	12
II. Energiewirtschaftliche Untersuchungen (Reaktorstrategien)	17
1. Vorbemerkung	17
2. Nutzenbetrachtungen	17
3. Aufwandsbetrachtungen	18
4. Langfristige Kernbrennstoffnutzung	19
5. Stromkostenbereiche der verschiedenen Reaktortypen	21
6. Einsatzpotential der verschiedenen Reaktortypen der zweiten Generation in Deutschland	32
7. Kernbrennstoffnutzung bei verschiedenen Reaktorstrategien	36
8. Schlußfolgerungen	39
Literaturverzeichnis	41

Einleitung

Die bisherigen Arbeiten in Karlsruhe zur Entwicklung des dampfgekühlten schnellen Reaktors sind im wesentlichen durch die folgenden Phasen gekennzeichnet:

- (1) Fertigstellung der D1-Studie (1) im August 1966,
- (2) Durchführung der D1-Systemanalyse (2) bis Oktober 1967,
- (3) Erstellung von Gruppensätzen für dampfgekühlte schnelle Brutreaktoren durch Messungen in SNEAK (3), Oktober 1967
- (4) Studie zur integrierten Bauweise mit Spannbetondruckbehälter, September 1967,
- (5) erste zusammenfassende Ergebnisse vom Verdampferprüfstand im August 1967,
- (6) Beginn der Auslegung des dampfgekühlten 300 MWe-Prototypreaktors im Oktober 1967 auf der Grundlage von AEG-Entwürfen,
- (7) Ergebnisse der out-of-pile-Versuche zum Einfluß von Geometrie, Wärmeübergang, Oberflächenrauigkeit und Kühlmittelquervermischung auf die Auslegung von Brennelementen mit wendelförmigen Abstandshaltern (4) im Dezember 1967 und
- (8) Durchführung der ENEA-Studie (5) bis September 1968 zur Ermittlung des technischen und ökonomischen Entwicklungspotentials von dampf- und gasgekühlten schnellen Reaktoren im Vergleich zur Natriumkühlung.

Während die USAEC im Jahre 1966 begann, auf der Basis der Entwürfe von Babcock und Wilcox (6,7) und der D1-Studie dampfgekühlte schnelle 1000 MWe-Reaktoren mit anderen Reaktortypen zu vergleichen und deren technisches und ökonomisches Entwicklungspotential zu ermitteln - das erste, vorläufige Ergebnis wurde jetzt bekannt (35) - erfolgte in Karlsruhe die Neubestimmung des Entwicklungspotentials des dampfgekühlten schnellen Reaktors nach dem Vorliegen der Ergebnisse der Phasen (1) bis (7) seit Ende 1967.

Ein wesentlicher Teil dieser erneuten Standortbestimmung der Dampfkühlung ist ein energiewirtschaftlicher Vergleich mit den Leichtwasserreaktoren der siebziger Jahre, dem Thorium-Hochtemperaturreaktor und den gas- und natriumgekühlten schnellen Reaktoren. Hinzu kamen seit April 1968 die im Rahmen der ENEA-Studie durchgeführten Untersuchungen, die später dem Vergleich der Dampf-, Gas- und Natriumkühlung schneller Reaktoren dienen sollen.

Daher basiert die erneute Standortbestimmung des dampfgekühlten schnellen Reaktors in diesem Bericht auf einem wesentlich breiteren Spektrum an grundsätzlicher technischer Information im Vergleich zu der oben angeführten USAEC Alternate Coolant Task Force Evaluation Study (35).

I. Technische und ökonomische Untersuchung von dampfgekühlten schnellen 1000 MWe-Reaktoren

Die Ermittlung der technischen und ökonomischen Kenndaten erfolgte durch umfangreiche Untersuchungen in sieben Bereichen:

- (1) Hüllrohrmaterialien
- (2) Kühlungstechnik und Kreislauf
- (3) Physik
- (4) Entwurf und Anlagekosten
- (5) Stabilität und Sicherheit
- (6) Brennstoffzyklus- und Stromerzeugungskosten und
- (7) weiteres Entwicklungspotential

Hierbei wurden einerseits Kenngrößen ermittelt, die den Reaktortyp global im Rahmen energiewirtschaftlicher Betrachtungen charakterisieren, andererseits solche, die die wichtigsten technischen Funktionen der Anlage gemäß dem jetzt erreichten Stand der Entwicklung im Detail erfassen. Diese Detaillierung ist notwendig, um konsistente Aussagen über das technische und ökonomische Entwicklungspotential dieses Reaktortyps in einer Kernenergiewirtschaft zu erhalten.

Auf dem Gebiet der Brennelemententwicklung hat sich das Verhalten des Brennstabhüllrohres bei hoher Temperatur und hohem Kühlmitteldruck im enggepackten dampfgekühlten Brennelement seit der D1-Studie immer mehr als zentrales Problem herausgestellt. In erster Linie sind hier zu nennen das Kriechbeulen des Hüllrohres und damit die Frage nach den Stützkräften des Brennstoffes im ersten Teil der Brennelementstandzeit, die Hüllrohrversprödung im schnellen Neutronenfluß und das Schwellen des Brennstoffes bei sehr hohem Abbrand, das Schwellen des Hüllrohres bei sehr hoher Strahlenbelastung und hohen schnellen Neutronenflüssen sowie die Korrosion und Abtragung der Hüllrohroberfläche durch die Strömung. Die besten Aussichten diesen Anforderungen zu genügen, haben nach den heutigen Er-

fahrungen und Erwartungen die folgenden Hüllrohrwerkstoffe: Inconel 625, Incoloy 800, Sandvik 12RX72 und Hastelloy X. Im Abschnitt über die Hüllrohrwerkstoffe wird insbesondere das Kriechbeulverhalten dieser Materialien untersucht.

Auf dem Gebiet der Kühlungstechnik wurden die Kühlmittel-, Hüllrohr- und Brennstofftemperaturen sowie die Dichte und der Druckverlust des Kühlmittels im Reaktorkern berechnet. Die kühlungstechnische Systemanalyse konzentrierte sich - aufgrund der oben angesprochenen Hüllrohrprobleme - besonders auf die sorgfältige Berechnung der Temperaturen im Heißen Kühlkanal und auf den Wärmeübergang und die Kühlmittelquervermischung im Brennelementbündel mit wendelförmigen Abstandshaltern. Der Nettowirkungsgrad der im Löfflerkreislauf geschalteten Gesamtanlage wurde durch die Erfassung sämtlicher Einflußgrößen ermittelt.

Die physikalischen Berechnungen wurden zur genauen Bestimmung der Brutraten, des Spaltstoffinventars und der Leistungsverteilung im Core und Brutmantel meist zweidimensional durchgeführt. Ferner wurden die Reaktivitätskoeffizienten des Brennstoffs, des Kühlmittels und des Strukturmaterials sowie die Kühlmittelverlust- und Flutreaktivitäten berechnet.

Die Berechnung der Brennstoffzykluskosten erfolgte für Reaktorkerne mit Hüllrohren aus Inconel 625, Incoloy 800 und Sandvik 12RX72 mit und ohne Turbulenzförderer auf der Brennstaboberfläche.

Den Kapitalkosten liegen ein voll integrierter Entwurf mit Direktkreislauf, Druckunterdrückungssystem und Stahldruckbehälter zugrunde. Mit diesem Konzept ergeben sich auf der Basis von Kostenermittlungen der Industriegruppe AEG/GHH/MAN niedrige Kapitalkosten und ein optimales Sicherheitsverhalten.

Das Stabilitätsverhalten des Reaktors mit Kreislauf wurde mit und ohne Regelsysteme untersucht. Schließlich wurden für die verschiedenen Reaktoren die Stromerzeugungskosten berechnet.

1. Konstante Kenngrößen

Den untersuchten Reaktoren liegen gemeinsam die folgenden konstanten technischen und ökonomischen Kenngrößen zugrunde:

Elektrische Reaktorleistung	1000 MW
Brennstoff	$\text{PuO}_2 + \text{UO}_2$

Maximale Stableistung	500 W/cm
Brennstabaußendurchmesser	7 mm
Kühlmitteldruck am Reaktoreintritt	150 bar
Lastfaktor	0,8
Plutonium-Preis	10 \$/g
Kraftwerkslebensdauer	25 a

2. Hüllrohrmaterial

Das zentrale Problem bei der Entwicklung des dampfgekühlten (und gasgekühlten) schnellen Reaktors stellt das Brennelement dar und hierbei insbesondere das Kriechbeulverhalten des Brennstabhüllrohres bei hoher Temperatur und hohem Kühlmitteldruck. Im dampfgekühlten schnellen Reaktor muß der Dampfvolumenteil im Reaktorkern aus ökonomischen Gründen möglichst klein sein, d.h. das durch konstruktive Anforderungen gegebene Minimum von etwa 30 v/o Dampfanteil sollte nicht überschritten werden. Dadurch ergibt sich ein enggepacktes Brennstabbündel mit einem Verhältnis von Stabteilung zu Stabdurchmesser von 1,14 bis 1,17. Bei einem Stabdurchmesser von 7 mm betragen daher die Abstände zwischen den Brennstäben nur 1,0 bis 1,2 mm. Bereits geringe geometrische Störungen einer solchen Stabbündelanordnung haben deshalb verhältnismäßig große Störungen bei der Wärmeabfuhr zur Folge.

Der bei Dampfkühlung im Reaktorkern herrschende hohe Kühlmitteldruck und die hohe Hüllrohrtemperatur führen aufgrund der stets vorhandenen Anfangsovalitäten zum Kriechbeulen der Hüllrohre im ersten Teil der Standzeit. Die dadurch hervorgerufene Störung der Wärmeabfuhr kann zu ernstesten BE-Schäden führen. Daher müssen die Brennstäbe mit einem entsprechend hohen Innendruck (z.B. durch eine He-Füllung) hergestellt werden, um bis zum Aufbau eines genügenden Spaltgasdruckes den Mechanismus des Kriechbeulens in tolerierbaren Grenzen zu halten.

Die zulässige Druckdifferenz an der heißen Stelle zwischen Kühlmitteldruck und Brennstabinnendruck zu Beginn der Standzeit wurde nach der Methode von Hoff et.al. (8) für die folgenden Hüllrohrmaterialien berechnet:

Inconel 625
Incoloy 800
Hastelloy X
Sandvik 12R72HV

Der Stahl Sandvik 12R72HV steht hier für den korrosionsbeständigeren Sandvik 12RX72, über den praktisch noch keine Kriechdaten bekannt sind, von dem jedoch ein ähnlich gutes Kriechverhalten wie beim 12R72HV erwartet wurde. Konstant gehalten wurden in allen Fällen die maximale Hüllrohrtemperatur an der Innenseite mit 700°C , die Standzeit mit 13 000 Stunden, die Hüllrohrovalität zu Beginn der Standzeit mit $20\ \mu$ und am Ende der Standzeit mit $120\ \mu$ (diese Endovalität ist tolerierbar) sowie das Spaltgasplenum mit 70% der Corehöhe.

Die Untersuchung ergab, daß unter den bei Dampfkühlung gegebenen Bedingungen die Brennstäbe bei allen in Frage kommenden Hüllrohrmaterialien mit einem hohen Gasdruck hergestellt werden müssen, um das Kollabieren des Hüllrohres in der ersten Hälfte der Standzeit zu verhindern.

Der maximal zulässige Differenzdruck zwischen Innen- und Außenseite des Hüllrohres beträgt zu Beginn der Standzeit an der heißen Stelle:

30 bar bei Incoloy 800 mit einer Wandstärke von 0,37 mm und einer maximalen Hüllrohrtemperatur von 700°C

54 bar bei Sandvik 12R72HV mit einer Wandstärke von 0,33 mm und einer maximalen Hüllrohrtemperatur von ebenfalls 700°C

Hastelloy X, Inconel 625 und Sandvik 12R72HV zeigen bei gleicher maximaler Hüllrohrtemperatur von 700°C etwa das gleiche Kriechverhalten. Für eine noch höhere Hüllrohrtemperatur als 700°C sind bisher keine Kriechdaten ermittelt worden. Daher muß besonders darauf hingewiesen werden, daß die in den thermodynamischen Berechnungen für das Hüllrohrmaterial Sandvik 12RX72 zugelassene maximale Temperatur von 735°C bis jetzt weder im unbestrahlten noch im bestrahlten Zustand verifiziert worden ist.

Die Untersuchungen zum Kriechbeulverhalten ergeben, daß ohne Berücksichtigung von Stützkräften durch den Brennstoff bei allen heute zur Auswahl stehenden Hüllrohrwerkstoffen ein Differenzdruck von 30 bis 40 bar zwischen dem Brennstabinnern und dem Kühlmittel nicht überschritten werden darf, wenn die Hüllrohrtemperatur an der heißen Stelle 700°C bei Incoloy 800 und 735°C bei Sandvik 12R72HV, Inconel 625 und Hastelloy X beträgt.

3. Kühlung und Kreislauf

Bei der kühlungstechnischen Systemanalyse des Reaktorkernes stand der Einfluß von Turbulenzförderern, maximaler Hüllrohrtemperatur und Reaktoraustrittstemperatur auf die Coregeometrie und den Nettowirkungsgrad des Kraftwerkes im Mittelpunkt. Das Ziel der kühlungstechnischen Untersuchungen war, in enger Wechselwirkung mit der physikalischen Systemanalyse, die Optimierung der kühlungstechnischen Kenngrößen. Im Detail wurden daher die thermohydraulischen Verhältnisse im Brennstabbündel untersucht, insbesondere der Wärmeübergang an das Kühlmittel, die Kühlmittelquervermischung, die Zahl der wendelförmigen Abstandshalter und der Einfluß von Turbulenzförderern. Der Brennstabdurchmesser, der Brennstoff-, Kühlmittel- und Strukturmaterialanteil im Core wurden im Hinblick auf minimale Stromerzeugungskosten bestimmt.

Zur kühlungstechnischen Systemanalyse wurde ein Rechenprogramm zur Temperatur- und Druckverteilung in dampf- und gasgekühlten Reaktorkernen entwickelt (9). Die Heißkanalberechnung und die Kühlmittelquervermischung erfolgte ebenfalls mit eigens dafür entwickelten Rechenprogrammen (10,11).

Der kühlungstechnischen Systemanalyse liegen folgende konstante Größen zugrunde:

Mittlere Wärmeleitfähigkeit des Brennstoffs (12)	0,0225 W/cm ⁰ C
Wärmeübergang im Spalt Hüllrohr/Brennstoff	1,0 W/cm ² °C
Hüllrohrwandstärke: Incoloy 800	0,37 mm
Inconel 625	0,37 mm
Sandvik 12RX72	0,33 mm
Wärmeleitfähigkeit des Hüllrohres	0,19 W/cm ⁰ C
Wärmeübergangszahl für die Oxidschicht an der Hüllrohroberfläche	17 W/cm ² °C
Länge des Spaltgasplenums	70 % von H _c
Dicke der axialen Brutmäntel	35 cm
Dicke des radialen Brutmantels	35 cm

Wärmeübergangsberechnung Brennstaboberfläche/Kühlmittel:

$$Nu_o = 0,020 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,6} \cdot \left(\frac{T_{Bulk}}{T_{Wand}} \right)^{0,575}$$

Wandreibbeiwert 0,017

Heißkanalfaktoren mit Kühlmittelquervermischung:

	Toleranzen und Unsicherheiten	Heißkanalfaktoren für		
		Kühlmittel- aufheizung	Wärmeüber- gang	Stablei- stung
	Geometrie	1,05	1,03	-
Statistische Abweichungen	Brennstoffdichte und -zusammensetzung	1,04	1,05	1,03
	Strömungsverteilung	1,05	1,03	-
		1,08	1,07	1,03
Systematische Abweichungen	Neutronenflußstörung durch Regelstäbe u. makroskopische Neutronenflußverteilung	1,12	1,09	1,07
	Leistungsmessung	1,05	1,03	1,02
	Andere	1,03	1,02	-
		1,18	1,15	1,09
		1,27	1,23	1,12

Enthalpiefaktor für Schiefast bei Berücksichtigung der Kühlmittelquervermischung	0,975
Enthalpiefaktor für Kaltdampfleckage bei	
- Hintereinanderschaltung	0,97
- Parallelschaltung	0,99
Leistungsformfaktor in axialer Richtung	$f(H_c)$
in radialer Richtung	0,84
Abbrandfaktor bei Brennelementwechsel im 3-Zyklus	1,05

Für Incoloy 800 und Inconel 625 waren 700°C als maximale Hüllrohrtemperatur an der Innenseite zugelassen. Für den schwedischen Stahl Sandvik 12RX72 wurden 735°C angenommen.

Die Ergebnisse der kühlungstechnischen Systemanalyse sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tab.: 1 Kühlungstechnische Kenngrößen

Reaktor	D1000/1				D1000/2	ENEA 01	ENEA 05
Hüllrohrmaterial	Inconel 625				Incoloy 800	Incoloy 800	Sandvik 12RX72
Max. Hüllrohrtemperatur an der Innenseite (°C)	700				700	700	735
Strömungsrichtung im Core und radialen Brutmantel	hintereinander, im Core nach oben im rad. Brutmantel nach unten				wie bei D 1000/1	parallel nach oben	parallel nach oben
Kühlmittel-Reaktoraus-trittstemperatur (°C)	480	500	500	520	500	500	500
Hüllrohroberfläche	ohne TF	ohne TF	mit TF	mit TF	mit TF	mit TF	ohne TF
Faktor für die Erhöhung - des Wärmeübergangs - der Wandreibung	1 1	1 1	2 5	2 5	2 5	2 5	1 1
Corehöhe H_c (cm)	93,2	121,0	59,8	79,0	59,8	64,1	96,1
Corevolumm (m^3)	6,76	7,5	5,7	6,17	5,7	55,28	5,78
H_c/D_c	0,31	0,43	0,17	0,25	0,17	0,20	0,35
Reaktordruckverlust (kp/cm^2)	14,5	> 20	7,3	13,7	7,3	8,5	12,6
Nettowirkungsgrad der Anlage μ_N (%)	34,8	≈ 28	38,4	37,1	38,4	37,1	36,2

4. Physik

Die physikalische Systemanalyse wurde bis auf den Reaktor ENEA 05/3 mit dem Programmsystem NUSYS (13) und mit dem SNEAK-Gruppensatz (3) unter Einbeziehung der Messungen von Pönitz et.al.(14) für den Einfangquerschnitt von U-238 durchgeführt. Für die α -Werte von Pu-239 wurden im Energiebereich zwischen 100 eV und 20 keV zwei verschiedene Datensätze angewandt:

- a) die alten KAPL-Daten (15)
- b) die neuen ORNL-Messungen von Gwin et.al.(16)

Physikalische Berechnungen, die mit den Pu- α -Werten von Schomberg et.al.(17) durchgeführt worden sind, werden dagegen in diesem Bericht nicht aufgeführt.

Die Berechnungen wurden zweidimensional ausgeführt und erstrecken sich auf Brutraten, Spaltstoffinventar, Brennstoffinventar, Anreicherung, Leistungsverteilung und Reaktivitätskoeffizienten. Der Reaktor ENEA 05/3 wurde mit einem schwedischen Gruppensatz berechnet. Die wichtigsten Ergebnisse sind in Tabelle 2 aufgeführt.

5. Referenzentwurf und Anlagekosten

Die technische und ökonomische Systemanalyse basiert auf einem Entwurf mit vollständiger Integration des nuklearen Dampferzeugungssystems in einem Stahldruckbehälter. Der im Reaktorkern überhitzte Dampf wird in drei Teilströme aufgeteilt:

- etwa 21% verlassen den Reaktordruckbehälter durch 8 Stutzen und speisen die Hauptturbine
- etwa 7% treiben intern im Druckbehälter die Verdichterturbinen
- der Rest erzeugt intern im Druckbehälter Sattedampf

Dadurch wird der nukleare Teil der Anlage klar vom konventionellen getrennt. Der Reaktordruckbehälter ist von einem Druckunterdrückungssystem umgeben. Der äußere Kreis mit Hauptturbine, Kondensator und Speisewasservorwärmung entspricht weitgehend dem Aufbau in einem konventionellen Kraftwerk.

Das Sicherheitsverhalten des Reaktors ist bei dieser Anordnung optimal, sofern ein Bruch des Reaktordruckbehälters selbst ausgeschlossen werden kann.

Tabelle 2 Nukleare Kenngrößen

Reaktor	D1000/1				D1000/2	ENEA 01	ENEA 05/1	ENEA 05/2	ENEA 05/3
Pu- α	KAPL				KAPL	ORNL	KAPL	KAPL	ORNL
Bor im unteren ax.Brutmantel	ja				ja	nein	ja	nein	nein
Schmierdichte des Brennstoffs	80% TD				80% TD	85% TD	83% TD	85% TD	85% TD
Schmierdichte des Brutstoffs	80% TD				80% TD	90% TD	83% TD	90% TD	90% TD
Pu-Konzentration im ax.Brutmantel (%)	} 2				} 2	1,6/0,5	} 2	1,6/0,5	1,6/0,5
rad.Brutmantel (%)						1,0/0,9		1,0/0,9	1,0/0,9
Pu - ∞ (Pu-239/Pu-240) (%/%)	76,5/23,5				76,5/23,5	76,5/23,5	76,5/23,5	76,5/23,5	76,5/23,5
mittlerer Endabbrand (MWd/to)	55000				55000	65000	55000	65000	65000
Brutrate									
Core + Brutmäntel	1,07	1,09	1,05	1,07	1,12	1,19	1,21	1,28	1,21
Core	0,79	0,81	0,68	0,75	0,72	-	0,92	0,94	0,86
ax.Brutmantel	0,15	0,15	0,27	0,19	0,29	-	0,14	0,20	0,20
rad.Brutmantel	0,13	0,13	0,10	0,13	0,11	-	0,15	0,14	0,15
Spaltstoffinventar inpile (kg)									
Core	3227	3292	3113	3063	2875	2790	2856	2897	2736
Brutmäntel	982	1056	1048	979	1048	500	876	436	437
Gesamtes Spaltstoffinventar (kg)								4320	4150
Brennstoffinventar (kg)	70208	70208	64899	63360	64889	67100	65000	68930	68930
lineare Verdopplungszeit (a)						33	31	23	30

10

Dieser Entwurf wurde der ENEA-Studie (5) zugrundegelegt und ist dort näher beschrieben.

Die Anlagekosten wurden für ein solches dampfgekühltes schnelles Brüterkraftwerk mit 1000 MWe wie folgt ermittelt:

- die direkten Anlagekosten für den nuklearen und konventionellen Teil basieren auf Kostenermittlungen der Industriegruppe AEG/GHH/MAN und der schwedischen Firma ASEA
- die indirekten Anlagekosten betragen 40% der direkten Anlagekosten (in Übereinstimmung mit der Alternate Coolant Task Force Evaluation Study der USAEC, wo hierfür 41,2 % ermittelt wurden).

Für die direkten Anlagekosten ergeben sich 361 DM/kWe und für die indirekten Anlagekosten 144 DM/kWe unter der Annahme der Ausführbarkeit eines Direktkreislaufes. Der Mehrbetrag gegenüber entsprechenden Leichtwasserreaktoren beträgt 20 bis 40 DM/kWe.

6. Stabilität und Sicherheit

Für die ENEA-Referenzreaktoren 01 und 05 wurde die Core- und Kreislaufstabilität mit und ohne Regelsysteme bei Voll- und Teillast untersucht. Das Core ist auch ohne Regelsystem inherent stabil, von 7%iger Teillast bis Vollast, d.h. praktisch im ganzen Leistungsbereich. Dieses gute Stabilitätsverhalten beruht hauptsächlich auf

- niedrigen Absorptionsquerschnitten der verwendeten Hüllrohr- und Strukturmaterialien (Incoloy 800, Sandvik 12RX72); dies ist vorteilhaft für die Reaktivitätskoeffizienten (18). Gegenüber Inconel 625 ergibt sich eine deutliche Verbesserung,
- einer gegenüber der D1-Studie erhöhten maximalen Stabileistung und damit einer guten Dopplerrückwirkung infolge hoher Brennstofftemperaturen.

Die inhärente Stabilität der ganzen Anlage kann ohne Regelsystem nicht garantiert werden. Unter Einbeziehung des Regelsystems zeigt die Anlage jedoch ein gutes Stabilitätsverhalten. Dies beruht hauptsächlich auf

- der guten Core-Stabilität
- der kompakten integrierten Bauweise der Dampferzeugung mit kurzen Verzögerungszeiten
- dem Verzicht auf Zwischenüberhitzung

Mit Kontrollsystem zeigt die Anlage ein sehr gutes Lastfolgeverhalten.

Schließt man den Bruch des Stahldruckbehälters aus, dann führt der Bruch einer von acht Heißdampfleitungen zum Basisunfall, da die Sattdampferzeugung im Stahldruckbehälter selbst erfolgt. Der langsame Druckabfall und der kleine Dampfdichte-Reaktivitätskoeffizient erzeugen eine Reaktivitätsrampe von nur etwa 0,1 \$/sec. Daher kann das Sicherheitsverhalten des Referenzentwurfes auch bei konservativer Betrachtungsweise als gut beherrschbar bezeichnet werden.

7. Brennstoffzyklus- und Stromerzeugungskosten

Zur Berechnung der Brennstoffzykluskosten wurden für die Reaktoren D1000/1 und D1000/2 die vom Abbrand, Brennstabdurchmesser und Corehöhe abhängigen Fabrikationskosten ermittelt (19,20,21).

Für die ENEA-Reaktoren 01, 05/1, 05/2 und 05/3 wurden, wegen des Vergleichs mit der parallel zur Dampfkühlung durchgeführten Studie über das Potential der gasgekühlten schnellen Brutreaktoren, folgende konstanten Fabrikations- und Wiederaufarbeitungskosten angesetzt:

Fabrikationskosten

Core	720 DM/kg
axialer Brutmantel	200 DM/kg
radialer Brutmantel	200 DM/kg

Wiederaufarbeitungskosten und Transport

220 DM/kg

In Tabelle 3 sind neben den übrigen ökonomischen Eingabedaten die Ergebnisse für die Brennstoffzykluskosten und die Stromerzeugungskosten aufgeführt.

8. Weiteres Entwicklungspotential

Der dampfgekühlte schnelle Brutreaktor hat im wesentlichen noch folgendes Entwicklungspotential:

a) Änderungen des ENEA-Referenzentwurfes durch

- Verwendung eines Betondruckbehälters
- Reduktion des Spaltstoffinventars durch Verringerung des Brennstabdurchmessers, Verbesserung der Wärmeleitfähigkeit des Brennstoffes, indem

Tabelle 3

Ökonomische Kenngrößen ⁺⁾

Reaktor	D 1000/1				D 1000/2	ENEA 01	ENEA 05/1	ENEA 05/2	ENEA 05/3
Zins (%)	7				7	7	7	7	7
Steuer (%)	2,7				2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Versicherungen (%)	1,0				1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Amortisation (%)	11,8				11,8	11,8	11,8	11,8	11,8
Preis für abger.Uran (DM/kg)	12				12	12	12	12	12
Fabrikationszeit (a)	0,5				0,5	0,25	0,5	0,25	0,25
Aufarbeitungszeit (a)	0,6				0,6	0,50	0,6	0,50	0,50
Fabrikationskosten (DPf/kWh)	0,19	0,21	-	0,19	0,21		0,20	0,20	0,20
Wiederaufarbeitungskosten (DPf/kWh)	0,10	0,12	-	0,10	0,10		0,08	0,09	0,08
Spaltstoffkosten (DPf/kWh)	0,32	0,34	-	0,31	0,27		0,26	0,17	0,20
Brennstoffzykluskosten (DPf/kWh)	0,61	0,67	0,67	0,60	0,58	0,52	0,54	0,46	0,48
Standzeit Core + ax.Brutmantel (a)						1,97	1,63	1,97	1,97
Standzeit rad.Brutmantel (a)						1,97/5,91	3,0	1,97/5,91	1,97/5,91
Zyklusdauer (a)						0,66	0,54	0,66	0,66
Betriebskosten (DPf/kWh)						0,12	0,12	0,12	0,12
Direkte Anlagekosten (DM/kW)						361	361	361	361
Indirekte Anlagekosten (DM/kW)						144	144	144	144
Spez.Anlagekosten (DPf/kWh)						0,84	0,84	0,84	0,84
Stromerzeugungskosten (DPf/kWh) Lastfaktor = 0,8						1,48	1,50	1,42	1,44
Stromerzeugungskosten (DPf/kWh) Lastfaktor = 0,7						1,64	1,67	1,58	1,60

⁺⁾ Berechnet mit dem Karlsruher Kostenprogramm BAKØ(21), s.auch Kap.3.5.2 und Tab.3.5.3 in der ENEA-Dampfstudie (5).

coated particles zu einem Cermet isostatisch verpresst werden oder aber lamellenartige Rippen bzw. Nocken in den äußeren Brennstoffbereich eingelagert werden

- Erhöhung der maximal zulässigen Hüllrohrtemperatur

b) Vom reinen Prinzip her Kühlung mit D_2O .

Die wirtschaftlichen Aspekte dieser Potentiale werden im folgenden diskutiert:

a) Verbesserungsmöglichkeiten für den Referenzreaktor

Der Vorteil eines vorgespannten Betondruckbehälters liegt im wesentlichen in einer noch kleineren Wahrscheinlichkeit für einen Bruch des Druckbehälters. Ökonomisch sind nur kleinere Vorteile zu erwarten: die direkten Anlagekosten können sich gegenüber einem Stahldruckbehälter von 21,6 auf 18 DM/kWe reduzieren. Die thermische Isolierung dürfte keine außergewöhnlichen Schwierigkeiten darstellen. Die gegenüber einem Betondruckbehälter für gasgekühlte Reaktoren niedrigeren direkten Anlagekosten erklären sich durch den kompakten Betondruckbehälter und die um etwa 80% kleinere Oberfläche der thermischen Isolation beim dampfgekühlten Reaktor.

Ein Anreiz für den Betondruckbehälter liegt auch darin, daß bei noch größerer Reaktorleistung als 1000 MWe die Herstellungsmöglichkeiten gegenüber einem Stahldruckbehälter wesentlich günstiger zu beurteilen sind.

Für den Fall, daß das Interesse besteht, das Spaltstoffinventar möglichst niedrig zu halten, auch wenn dies zu Lasten der Wirtschaftlichkeit geht, ergeben sich prinzipiell zwei Möglichkeiten:

a) den Brennstabdurchmesser zu verringern und dadurch die Spaltstoffbelastung zu erhöhen. Diese Maßnahme bringt allerdings eine deutliche Reduktion des Nettowirkungsgrades mit sich,

b) die Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit des Brennstoffes durch Einlagerung von lamellaren Längsrippen bzw. Nocken im äußeren Brennstoffbereich. Die mögliche Erhöhung der Stableistung von Oxidbrennstäben durch diese Maßnahme beträgt etwa 30%. Zur Feststellung des ökonomischen Potentials dieses Vorschlags wurden daher genaue kühlungstechnische, nukleare und Kostenberechnungen durchgeführt, ausgehend vom bereits bestmöglich optimierten ENEA-Referenzreaktor. Dabei zeigt sich, daß durch die Erhöhung der Stableistung um 30% das Spaltstoffinventar in Core und Blanket (inpile) um 15,4 % reduziert werden kann, daß sich aber gleichzeitig folgende schwerwiegende Nachteile ergeben:

- (1) der Nettowirkungsgrad des ENEA-Referenzreaktors sinkt von 36.2% auf etwa 35% ab,
- (2) durch den erhöhten Strukturmaterialanteil und entsprechend verringerten Brennstoffanteil sowie durch die Abflachung des Cores muß das Core höher angereichert werden, was einerseits die Reduktion des Spaltstoffinventars, wie oben bereits angegeben auf 15,4% beschränkt, andererseits aber die Gesamtbrutrate um 8,4 Punkte auf 1,13 und die Core-Konversionsrate um 23,5 Punkte auf 0,67 reduziert,
- (3) die Brennstoffzykluskosten steigen aufgrund der abgeflachten Coregeometrie durch höhere Fabrikations- und Wiederaufarbeitungskosten um 18% auf 0,47 DPf/kWh (Lastfaktor 0,8), wobei die durch die Innenrippen oder Nocken noch zusätzlich erhöhten Herstellungskosten vernachlässigt wurden.

Diese Ereignisse beziehen sich auf einen Dampfdruck am Reaktoreintritt von 150 bar. Der Einfluß des Dampf-Systemdrucks auf Brennstoffzykluskosten und Stromerzeugungskosten wurde sehr ausführlich bereits in der D1-Systemanalyse untersucht. Für den Dampf-gekühlten ENEA-Referenzreaktor wurde, trotz mancher Vorbehalte im Hinblick auf die Ausführbarkeit, ein Dampfdruck von 150 bar gewählt. Bei einer Erhöhung des Dampfdrucks sind alle Aspekte der Kühlungstechnik, der Physik, der Metallurgie und der gesamten Brennelementproblematik zu berücksichtigen.

Ohne auf diese Gesamtproblematik einzugehen, wird schließlich noch das Ergebnis der Untersuchungen über das nukleare und ökonomische Potential innenberippter Brennstäbe bei einem Dampfdruck von 170 at genannt und mit den entsprechenden Kenngrößen bei 150 bar verglichen:

Dampfdruck am Reaktoreintritt	Brennstäbe ohne Innenrippen	Brennstäbe mit Innenrippen
150 bar ≈ 153 at	Gesamtbrutrate	1,21
	Spaltstoffinpile	3173 kg
	lin. Verdopplungszeit	30 Jahre
	Brennstoffzykl.- Kosten (Lastf.0,8)	0,40 DPf/kWh
		1,13 - 15,4 % - 0,47 DPf/kWh
170 at	Gesamtbrutrate	1,17
	Spaltstoffinpile	3170 kg
	lin. Verdopplungszeit	-
	Brennstoffzykl.- Kosten (Lastf.0,8)	0,41 DPf/kWh
		1,10 - 25 % 47 Jahre 0,41 DPf/kWh

Danach führen innenberippte Brennstäbe mit einer um 30% höheren Stabileistung auch bei einem Dampfdruck von 170 at nicht zu einer Reduktion der Brennstoffzykluskosten.

b) D₂O-Dampf als Kühlmittel im Direktkreis

Nukleare Berechnungen für den ENEA-Referenzreaktor ergeben für D₂O-Kühlung eine Erhöhung der Brutrate um etwa 14 Punkte. Die Core-Konversionsrate wird nahezu 1,0. Das Spaltstoffinventar verringert sich jedoch nur wenig. Der Nettowirkungs-

grad der Anlage steigt infolge der höheren Kühlmitteldichte um etwa $\Delta\eta/\eta = 0,05$. Die Stabilität wird verschlechtert. Das Tritiumproblem ist im schnellen Reaktor praktisch nicht vorhanden, infolge der nuklearen Daten und der niedrigen D_2O -Dampfdichte im Reaktorkern.

Dagegen steigen die Anlagenkosten um etwa 20 DM/kWe durch erhöhte Aufwendungen zur Reduktion der D_2O -Leckage bei folgenden Komponenten:

	<u>Anlagekosten in Mio.DM</u>
Turbine und Speisewasservorwärmung	+ 4
Filter- und Reinigungssystem	+ 8
Reaktorbeschickung und Hilfsanlagen	+ 8
	+ 20 Mio.DM
	bzw.+ 20 DM/kWe

Im Direktkreisbetrieb beträgt jedoch auch nach diesen Maßnahmen die kontinuierliche D_2O -Leckage pro Jahr noch etwa 1% vom D_2O -Inventar und der D_2O -Verlust beim Brennelementwechsel ebenfalls etwa 1% vom D_2O -Inventar.

Daher ergeben sich voraussichtlich folgende Änderungen der Stromerzeugungskosten für den ENEA-Referenzreaktor bei Kühlung mit D_2O -Dampf:

Tabelle 4 Abschätzung der Änderung der Stromerzeugungskosten bei Kühlung mit D_2O -Dampf im Direktkreis

Verbesserung des Nettowirkungsgrades um $\Delta\eta/\eta = 0,05$	- 0,02
Erhöhte Brutrate (+14 Punkte) und leicht erniedrigtes Spaltstoffinventar	- 0,06
D_2O -Inventar (300 to zum Preis von 160 DM/kg)	+ 0,07
D_2O -Leckage (1% kontinuierlich +1% beim BE-Wechsel = 6 to/Jahr)	+ 0,012
D_2O -Anreicherung (300 to/Jahr mit 4 DM/kg wegen Kondensatorleckage etc.)	+ 0,018
Erhöhte Kapitalkosten für Hauptturbine, Speisewasseraufbereitung und Reaktorbeschickung und Hilfsanlagen	+ 0,04
	<hr style="width: 20%; margin-left: auto; margin-right: 0;"/> + 0,06 DPf/kWh

Das Potential der D_2O -Dampfkühlung dürfte daher auf einen Brutratengewinn von etwa 14 Punkten beschränkt sein. Dem stehen die im Bereich technischer Einzelprobleme liegenden Schwierigkeiten gegenüber, die bislang nicht durch konsistente Entwurfsstudien betrachtet worden sind, erfahrungsgemäß dabei aber in beträchtlichem Maße auftreten.

II. Energiewirtschaftliche Untersuchungen (Reaktorstrategien)

1. Vorbemerkung

Die Entwicklung der zweiten Reaktorgeneration soll in diesem Teil II der Untersuchungen im Rahmen der gesamten energiewirtschaftlichen Situation betrachtet werden. Erst auf diesem allgemeineren Hintergrund lassen sich die ökonomischen Eigenschaften des dampfgekühlten schnellen Brütters konsistent darstellen und abwägen. Zu diesem Zweck wird eine Aufwand-Nutzen-Analyse für die verschiedenen möglichen Entwicklungslinien angestrebt. Hieraus können dann Präferenzen für die Entwicklung gefolgert werden.

2. Nutzenbetrachtungen

Der primäre Nutzen der Kernenergie liegt in der Verbilligung der Stromerzeugungskosten gegenüber konventionellen Energieträgern. Gleichgültig wie sich aufgrund dieser Verbilligung etwa die Strompreise für Verbraucher entwickeln werden (in denen im übrigen die Verteilungskosten einen mindestens ebenso großen Einfluß wie die Erzeugungskosten haben), wird durch die Einsparungen Kapital frei, das als gesamtwirtschaftliche Größe den primären Nutzen abgibt. Dieses gegenüber einer Wirtschaft ohne Kernenergie freiwerdende Kapital führt zu Impulsen für das Wirtschaftswachstum und damit zu sekundärem wirtschaftlichem Nutzen. Wie groß dieser sekundäre Nutzen etwa als Wachstum des Brutto-sozialproduktes ist, hängt von der gesamtwirtschaftlichen Situation (u. a. Innovationspotential) ab und ist damit keine eindeutige Funktion des primären Nutzens. Ein tertiärer Nutzenbereich durch Anregung von Innovationen während des Entwicklungsprozesses der Kernreaktoren (allgemein als "Fall-out" bezeichnet) ist wirtschaftlich prinzipiell nicht im voraus quantifizierbar und wird hinsichtlich seines Gewichtes meistens auch überschätzt.

Es genügt deswegen, bei Kosten-Nutzen-Analysen der Kernenergieentwicklung von dem leicht quantifizierbaren primären Nutzen für die Gesamtwirtschaft auszugehen. Dieser ist relativ sicher abzuschätzen, und wenn dieser Nutzen erster Ordnung bereits eine deutliche Rendite des Reaktoreinsatzes erkennen läßt, können die schwer erfaßbaren Nutzen höherer Ordnung außer Betracht bleiben.

Es ist wichtig, in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, daß der wirtschaftliche Nutzen der Reaktorbauindustrie nicht in zusätzlichen Gewinnen liegt, die gegenüber der Errichtung von konventionellen Kraftwerken zu erzielen sind,

sondern lediglich darin, überhaupt in Zukunft auf dem Kraftwerksektor konkurrenzfähig zu bleiben. Firmenseitig ist also aus der Kernreaktorentwicklung im wesentlichen die Erhaltung und normale Entwicklung der Fachbereiche Kraftwerkstechnik zu erwarten, nicht aber neue außergewöhnliche Wachstumsimpulse durch Schaffung neuer Märkte. An diesem Bild ändert auch die Tatsache wenig, daß eine firmenmäßige Umstrukturierung und Verlagerung vom Dampfkesselbau zum Nuklearteil der Kernkraftwerke stattfindet. Dieser Nuklearteil macht an den gesamten Investitionskosten von Kernkraftwerken nicht mehr als 20-30 % aus.

Zur groben Abschätzung des Nutzenschwergewichtes beim gesamtwirtschaftlichen primären Nutzen durch Kernenergie kann auch folgende Überschlagsrechnung dienen: Die Differenz in den Stromerzeugungskosten zwischen fossilen Energieträgern und Kernenergie beträgt 0,5 - 1,5 DPf/kWh, bzw. 40 - 130 Mill.DM/GWa, je nachdem ob Öl, einheimische Kohle und mehr oder weniger fortgeschrittene Reaktoren betrachtet werden. Summiert über eine Reaktorlebensdauer von 20 bis 30 Jahren bei 70% Lastfaktor ergibt sich eine Summe von 0,6 - 3,0 Mrd.DM. Diesem gesamtwirtschaftlichen Nutzen steht für den Hersteller der Kernkraftwerke ein einmaliger Gewinn in Höhe von schätzungsweise 10 - 30 Mill.DM/GWe gegenüber. Der gesamtwirtschaftliche Nutzen durch Stromkosteneinsparungen ist also um Größenordnungen höher als der Nutzen aus Verkauf bzw. Errichtung von Kernkraftwerken.

3. Aufwandsbetrachtungen

Aus den oben angestellten Nutzenbetrachtungen folgt, daß insbesondere seitens der EVU ein Interesse am Einsatz der Kernenergie besteht. Es besteht aber dann für ein EVU kein Anlaß, Entwicklungskosten zu übernehmen, wenn bereits Kernkraftwerke angeboten werden. Die heute angebotenen wirtschaftlich attraktiven Kernkraftwerke der ersten Generation (Leichtwasserreaktoren) sind aus meist militärischen Entwicklungen der USA (Schiffsreaktoren, Trennanlagen) entstanden, die fast vollständig von der öffentlichen Hand der USA finanziert wurden. Die Entwicklungen der Reaktoren der zweiten Generation (Schnelle Brüter, THTR) werden ebenfalls im Ausland durch staatliche Programme gefördert. Die öffentliche Förderung der zweiten Reaktorgeneration in unserem Land wird also zum Sachzwang, wenn allgemein akzeptiert wird, daß erstens aus ökonomischen Gründen, z.B. weitere Stromkostenverbilligung und bessere Nutzung des Kernbrennstoffs (begrenzte billige Reserven) die zweite Reaktorgeneration die Leichtwasserreaktoren ablösen wird und zweitens aus allgemeinen Gründen der Aufrecht-

erhaltung eines hohen Industriepotentials und von Exportchancen über diese Technologie verfügt werden soll.

Die Mittel, die für die Entwicklungsförderung der zweiten Reaktorgeneration aufgewandt werden, dienen also in erster Linie dazu, die heute schon mögliche Stromkostenverbilligung aufrechtzuerhalten oder zu vergrößern. Dies ist auf die Dauer nur durch wirtschaftlichere Alternativlösungen zu den amerikanischen LWR möglich. Die Größe des Aufwandes, der für dieses Ziel eingesetzt wird, sollte in einem wirtschaftlich vernünftigen Verhältnis zu dem zusätzlich erreichbaren Nutzen stehen. Im Prinzip würde die Entwicklung eines erfolgreichen Typs der zweiten Reaktorgeneration genügen, wenn man erwartet, daß sich, wie bei vielen technischen Entwicklungen, schließlich nur ein Prinzip durchsetzt. Um dies zu erreichen, ist es allerdings zweckmäßig, parallele Entwicklungen erfolgversprechender Typen zu fördern, damit das Entwicklungsrisiko vermindert wird. Dieses Risiko ist gegen den höheren Aufwand bei der Entwicklung mehrerer Typen abzuwägen.

Außerdem kann man erwarten, daß der THTR durch Prozeßwärmeerzeugung den Bereich des Kernenergieeinsatzes erweitert, so daß sich für diesen Typ zusätzliche energiewirtschaftliche Förderungsargumente ergeben.

Für die Reaktorentwicklung sind in den USA bislang rd. 20 Mrd.DM von der USAEC aufgewendet worden und zusätzlich etwa 10 Mrd.DM für Trennanlagen (34). In Deutschland sind für die Einführung der LWR rd.0,2 Mrd.DM aufgebracht worden. Das dritte Atomprogramm der BRD 1968 - 1972 weist für die Förderung der Reaktorentwicklung einschließlich der Kernforschungszentren von 1956 - 1972 rd. 6 Mrd.DM aus. Dieses Programm umfaßt im wesentlichen die marktreife Entwicklung von 2 - 3 Typen der zweiten Reaktorgeneration. Hierbei schlägt in den kommenden Jahren insbesondere die Errichtung von Prototypen mit je 0,3 - 0,4 Mrd.DM zu Buche. Wenn man für die erforderliche technologische Infrastruktur der Kernreakorteknik in unserem Land etwa 3 - 4 Mrd.DM ansetzt, so läßt sich als Aufwand je marktreifem Typ rd.1,0 Mrd.DM schätzen, sofern der Aufwand auf 1980, dem ökonomischen Einsatzzeitpunkt der zweiten Reaktorgeneration, diskontiert wird.

4. Langfristige Kernbrennstoffnutzung

Außer konsequent ökonomischen Betrachtungen anhand der Energieerzeugungskosten verschiedener Reaktorsysteme sind in vielen Arbeiten (22, 19, 23, 24, 26, 27, 28, 30, 31, 32) die Probleme der Kernbrennstoffnutzung bearbeitet worden. Aus

diesen Arbeiten ist ersichtlich, daß der Bedarf an Natururan bei alleinigen Einsatz von LWR zur Erschöpfung billiger Vorkommen noch vor Ende dieses Jahrhunderts führt und durch höhere Uranpreise die Stromkostenverbilligung der LWR gegenüber Kraftwerken mit fossilem Brennstoff wieder verringert wird. Nur der Einsatz von Reaktortypen der zweiten Generation ab spätestens etwa 1980 hält den Natururanbedarf bis 2000 innerhalb der geschätzten billigen Uranreserven, und nur der Einsatz von schnellen Brutreaktoren führt jenseits des Jahres 2000 zu vertretbarem Natururanverbrauch innerhalb abbauwürdiger Vorkommen. Von entscheidender Bedeutung für die Uranreserveschonung sind zwei Eigenschaften der Reaktoren der zweiten Generation. Im Verlauf der Kernenergieeinführung, die zunächst mit sehr großen Zuwachsraten geschieht, ist das spezifische Spaltstoffinventar die beherrschende Größe. Später, d.h. jenseits des Jahres 2000 ist dann der Quotient aus diesen spezifischen Inventaren und dem Brutüberschuß (Verdopplungszeiten) dominierend.

Insbesondere die Schnellen Brutreaktoren erweitern durch den möglichen Verbrauch des gesamten Uranvorrates zur Kernenergiegewinnung die nutzbaren Energievorräte außerordentlich (27). Von dieser Möglichkeit, praktisch das zukünftige Energieproblem der Menschheit zu lösen, gewinnen die Schnellen Brüter ihre besondere Attraktivität.

Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Reaktortypen bedeutet bessere Ausnutzung der Kernbrennstoffe einerseits unmittelbare Verbilligung der Brennstoffzykluskosten durch Verringerung der Abbrandkosten, andererseits aber weitgehende ökonomische Unabhängigkeit von Preiserhöhungen beim Natururan. Das heißt, insbesondere schnelle Brüter ermöglichen nicht nur die Nutzung der größtmöglichen Kernbrennstoffmenge, sondern können auch auf die Dauer Kernenergie zu Kosten, die praktisch vom Preis des Primärenergieträgers Natururan unabhängig sind, produzieren.

Je nachdem, wie optimistisch oder pessimistisch man die Größe der vorhandenen billigen Kernbrennstoffreserven abschätzt, ergibt sich aus dem Reserveproblem ein geringerer oder größerer Anreiz zur baldigen Entwicklung schneller Brüter. Durch den Einsatz z.B. von THTR könnten die Vorteile schneller Brüter, d.h. geringer Einfluß des Uranpreises auf die Energieerzeugungskosten und Verbleib des Natururanbedarfes innerhalb der billigen Reserven zumindest teilweise, wohl bis zum Ende dieses Jahrhunderts, in ähnlicher Weise zum Tragen kommen. Deswegen bleibt es auch für die Schnellbrüter-Entwicklung ein Hauptziel, konkurrenzfähige Energieerzeugungskosten zu erreichen, um die frühe Ein-

Führung dieser auf die Dauer notwendigen Energiequelle auch ökonomisch zu motivieren. Ein solches, nach dem heutigen Wissensstand mögliches Vorgehen, hat den Vorteil, den möglichen Nutzen aus dem Kernenergieeinsatz im ganzen zu maximieren.

5. Stromkostenbereiche der verschiedenen Reaktortypen

Aufgrund der bisher veröffentlichten Studien und von **zusätzlichen Berechnungen** (19-32), die sich mit der Wirtschaftlichkeit der Leistungsreaktoren der ersten und zweiten Reaktorgeneration befassen, lassen sich mit einiger Sicherheit heute die Stromkostenbereiche der verschiedenen Reaktortypen angeben. Es werden folgende Typen betrachtet:

1. Reaktorgeneration: Leichtwasserreaktoren (LWR)
2. Reaktorgeneration: a) Schnelle Brüter (BR)
b) Thoriumhochtemperaturreaktoren (THTR)

Bei den Schnellen Brütern sind drei Kühlmittelvarianten Na, Dampf, He und zwei Brennstoffvarianten zu betrachten: Oxid, Karbid. Die Karbidvariante des Brennstoffes ist bislang nur im Ansatz erprobt und bedarf noch einiger Entwicklung. Bei Dampfkühlung ist Karbid inkompatibel mit dem Kühlmittel.

Schnellbrütertypen	Oxid	Karbid
Natrium	NaBRO	NaBRC
Dampf	DBRO	-
Helium	HeBRO	HeBRC

Um den Vergleich einigermaßen übersichtlich zu halten, werden die Stromkosten durchgehend nur für einen Lastfaktor, nämlich 70% aufgeführt (in der ENEA-Dampfstudie (5) ist ein Lastfaktor von 80% angesetzt).

Dies ist nicht nur gerechtfertigt beim Vergleich der Stromerzeugungskosten der verschiedenen Typen, wo es primär auf die relativen Differenzen ankommt, sondern auch bei der anschließenden Berechnung und dem Vergleich von gesamten Stromerzeugungskosten über einen bestimmten Zeitraum bei Einsatz mehrerer Typen (Reaktorstrategien). Studien (19,26) haben nämlich ergeben, daß zwar zwischen konventionellen Kraftwerken und Kernkraftwerken in der Kostenstruktur (Festkosten/Gleitkosten) ein merklicher Unterschied besteht, dieser Unterschied aber zwischen verschiedenen Kernkraftwerken nicht sehr erheblich ist, so daß

für den gesamten Lastbereich der Kernkraftwerke zwischen rd. 25 bis 90 % mit guter Näherung ein gewogenes Mittel von rd. 70 % für die Stromkostenberechnung angesetzt werden kann (Bild 1).

Ferner wird bei allen weiteren Kostenbetrachtungen, wie üblich, eine Kernkraftwerksgröße von 1000 MWe vorausgesetzt und die Lebensdauer der Kraftwerke mit 25 a in Rechnung gesetzt. Ebenso wird wie in (19) der Betriebskostenanteil der Stromerzeugungskosten generell mit 0,12 DPf/kWh angenommen. Bei der Bestimmung der Stromkostenbereiche werden die variierten Parameter ausgewiesen. Insbesondere wird der Plutoniumpreis variiert, da er ungewiß ist und die Abhängigkeit der betrachteten Kraftwerkstypen vom Plutoniumpreis sehr verschieden ist. Die Breite der sich abzeichnenden Stromkostenbereiche schließt also nicht nur Entwicklungspotentiale, sondern auch Ungewißheiten nicht kontrollierbarer Parameter mit ein. Die Abschätzung der oberen und der unteren Grenze des Kostenbereiches ist jeweils durch k_o und k_u bezeichnet, die Abschätzung der nach heutigem Wissen wahrscheinlichen Stromkosten mit k_w . Bei HeBR kann nach dem heutigen Wissensstand noch kein k_w angegeben werden. Bei den hier abgeschätzten Stromkostenbereichen handelt es sich um erwartete Stromkosten für die 80er Jahre.

Leichtwasserreaktoren (LWR)

Aufgrund von Angaben der Reaktorbaufirmen (z.B.19) ist damit zu rechnen, daß auch bei den heute schon technisch und ökonomisch etablierten LWR noch eine beträchtliche Entwicklung zu billigeren Stromkosten eintritt. Gegenüber heute errichteten Anlagen besteht das Potential in Anlagekostensenkungen und besserer Brennstoffnutzung durch höheren Wärmeübergang und höheren mittleren sowie absoluten Abbrand. Dieses zusätzliche ökonomische Potential dürfte ausgeschöpft sein, bis Reaktoren der zweiten Generation einsatzbereit sind, also bis Ende der siebziger Jahre.

Bild 1

Erwartete Stromerzeugungskosten für
die Jahre nach 1980

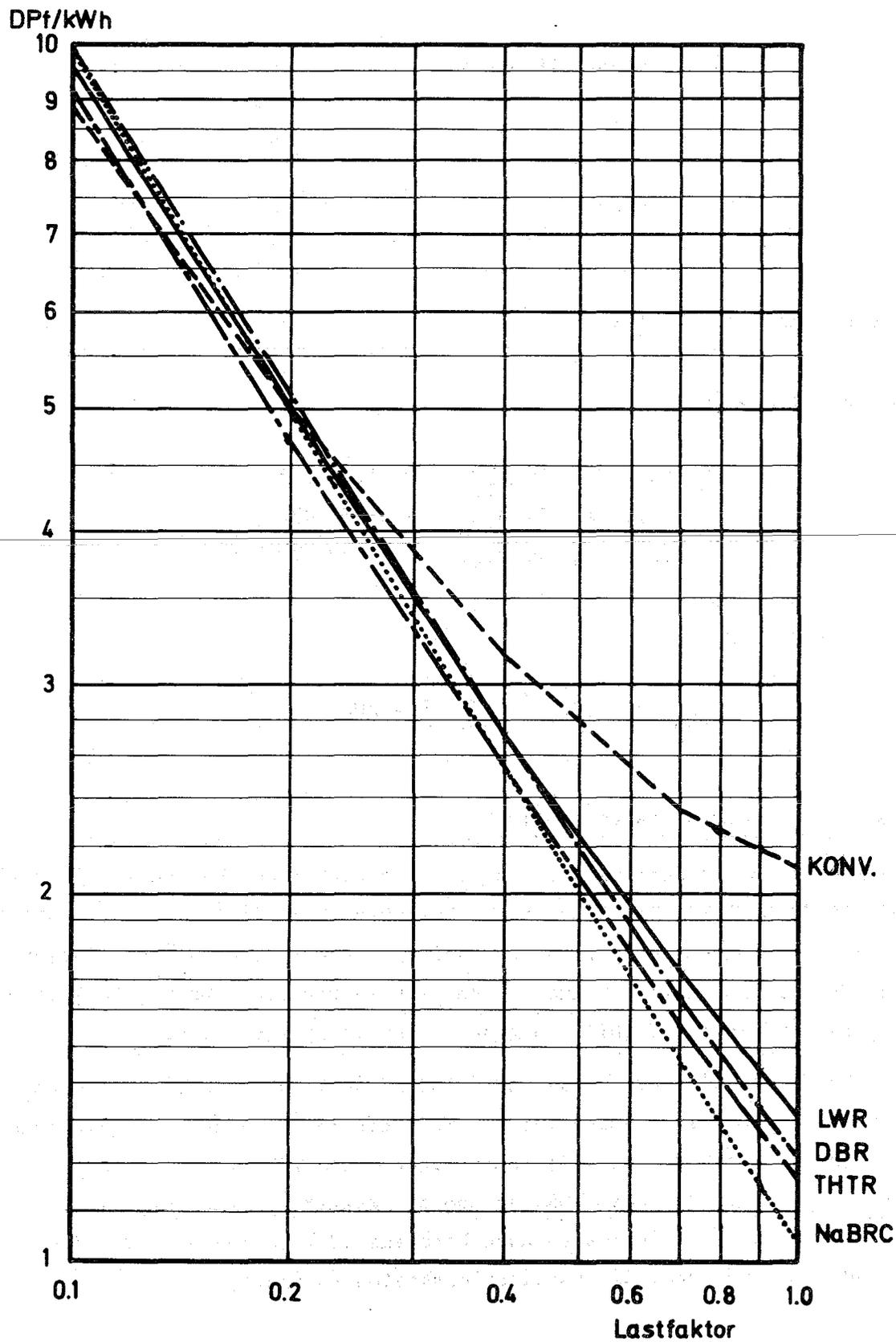


Tabelle 5 LWR-Stromkostenbereich

<u>Parameter:</u>	1. Anlagekostenbarwert	$BW_1 = 520 \text{ DM/kWe}$ $BW_2 = 500 \text{ DM/kWe}$ $BW_3 = 480 \text{ DM/kWe}$
	2. Trennarbeitskosten	$TA_1 = 30 \text{ \$/kg}$ $TA_2 = 26 \text{ \$/kg}$ $TA_3 = 23 \text{ \$/kg}$
	3. Pu-Preis	$PP_1 = 15 \text{ \$/g}$ $PP_2 = 10 \text{ \$/g}$ $PP_3 = 7 \text{ \$/g}$

weitere Parameter siehe (19).

Stromerzeugungskosten:

$$\begin{aligned}
 k_o (BW_1, TA_1, PP_3)_{LWR} &= 1,79 \text{ DPf/kWh} \\
 k_u (BW_3, TA_3, PP_1)_{LWR} &= 1,60 \text{ DPf/kWh} \\
 k_w (BW_2, TA_2, PP_2)_{LWR} &= 1,70 \text{ DPf/kWh}
 \end{aligned}$$

Stromkostenbereich:

$$k_{LWR} = 1,70 \begin{matrix} + 0,09 \\ - 0,10 \end{matrix} \text{ DPf/kWh}$$

Thorium-Hochtemperaturreaktoren (THTR)

Das THTR-Prinzip als Zweikreisanlage kann als technisch gesichert gelten (AVR, DRAGON, PEACH BOTTOM). Das ökonomische Potential kann jedoch, wie bei allen Reaktoren der zweiten Generation, nur aufgrund von Projektstudien abgeschätzt werden. Weitere Potentiale können in der Verwendung des direkten He-Turbinenkreislaufes und in der Verbilligung des Brennstoffzyklus liegen.

Entsprechend den Referenzen (19) und (32) und in Konsistenz mit den sonstigen Angaben dieser Arbeit, werden für den THTR die in Tab.6 und 7 angegebenen Anlagekostenbereiche verwendet. Die Abhängigkeit des THTR von den Trennarbeitskosten ist geringer als beim LWR, so daß als weitere Variation lediglich die Werte der Brennstoffzykluskosten nach Referenz (29) zugrundegelegt werden. Unter anderem sind dabei die Fabrikationskosten variiert.

Tabelle 6

THTR-Stromkostenbereich mit Dampfturbine

<u>Parameter:</u>	1. Anlagekostenbarwert	$BW_1 = 570 \text{ DM/kWe}$
		$BW_2 = 550 \text{ DM/kWe}$
		$BW_3 = 530 \text{ DM/kWe}$
	2. Brennstoffkreislaufkosten	$BZ_1 = 0,52 \text{ DPf/kWh}$
		$BZ_2 = 0,44 \text{ DPf/kWh}$
		$BZ_3 = 0,36 \text{ DPf/kWh}$

weitere Parameter siehe (29,32,19)

Stromerzeugungskosten:

$$\begin{aligned}k_o (BW_1, BZ_1)_{\text{THTR}} &= 1,72 \text{ DPf/kWh} \\k_u (BW_3, BZ_3)_{\text{THTR}} &= 1,48 \text{ DPf/kWh} \\k_w (BW_2, BZ_2)_{\text{THTR}} &= 1,60 \text{ DPf/kWh}\end{aligned}$$

Stromkostenbereich:

$$k_{\text{THTR}} = 1,60 + 0,12 - 0,12 \text{ DPf/kWh}$$

Tabelle 7

THTR-Stromkostenbereich mit He-Turbine

<u>Parameter:</u>	1. Anlagekostenbarwert	BW ₁ = 520 DM/kWe BW ₂ = 500 DM/kWe BW ₃ = 480 DM/kWe
	2. Brennstoffkreislaufkosten	BZ ₁ = 0,52 DPf/kWh BZ ₂ = 0,44 DPf/kWh BZ ₃ = 0,36 DPf/kWh

weitere Parameter siehe (29,32)

Stromerzeugungskosten:

$$\begin{aligned}k_o (BW_1, BZ_1)_{THTR} &= 1,64 \text{ DPf/kWh} \\k_u (BW_3, BZ_3)_{THTR} &= 1,40 \text{ DPf/kWh} \\k_w (BW_2, BZ_2)_{THTR} &= 1,52 \text{ DPf/kWh}\end{aligned}$$

Stromkostenbereich:

$$k_{THTR} = 1,52 \begin{matrix} +0,12 \\ -0,12 \end{matrix} \text{ DPf/kWh}$$

Natrium-gekühlte Schnellbrüter (NaBR)

Das NaBR-Konzept kann technisch praktisch als gesichert angesehen werden (RAPSODIE, DFR, EBR-II, BR-5, EFFBR, KNK). Kein anderer Reaktortyp der zweiten Generation ist durch Entwurfsstudien und industrielle Vorarbeiten in allen wichtigen Industrieländern hinsichtlich seiner technischen und ökonomischen Eigenschaften so intensiv untersucht wie NaBR. Der Schwerpunkt der weiteren Reaktorentwicklung liegt ohne jeden Zweifel ganz allgemein bei diesem Typ. Aus diesem Grunde sind große Prototypen entweder bereits im Bau oder im fortgeschrittenen Entwurfsstadium (BN 350, PFR; Phenix, **Deutsch-Benelux-Prototyp**; USA: **GE-, Westinghouse-, AI-Prototypentwürfe**).

Das weitere ökonomische Potential liegt in Verbilligungen der Na-Kreislaufkomponenten, eventuellen Einsatz von indirektem CO₂-Turbinen-Kreislauf, vor allem aber in der Anwendung wesentlich erhöhter spezifischer Brennstabbelastungen, ohne daß das technische Reaktorkonzept geändert werden muß. In

Tabelle 9 ist dieses Potential anhand des in den Entwicklung befindlichen karbidischen Brennstoffes gezeigt. Als Referenzen, auch für die weiteren Parameter dienen (19,23,25).

Tabelle 8 NaBR-Stromkostenbereich für oxydischen Brennstoff (NaBRO)

Parameter:

1. Anlagekostenbarwert

$BW_1 = 600$ DM/kWe
$BW_2 = 580$ DM/kWe
$BW_3 = 560$ DM/kWe

2. Plutonium-Bilanz (I=Spaltstoffinventar, BR=Brutrate)
I und BR sind gekoppelt

$I_1 = 2.8$ t/GWe	$BR_1 = 1,29$ (Pu- α neu)
	$BR_3 = 1,37$ (Pu- α alt)
$I_2 = 2.2$ t/GWe	$BR_2 = 1,25$ (Pu- α mittel)

3. Pu-Preis

$PP_1 = 7$ \$/g
$PP_2 = 10$ \$/g
$PP_3 = 15$ \$/g

Stromerzeugungskosten:

$$\begin{aligned}
 k_o (BW_1, I_1, BR_1, PP_1)_{NaBRO} &= 1,74 \text{ DPf/kWh} \\
 k_u (BW_3, I_1, BR_3, PP_3)_{NaBRO} &= 1,51 \text{ DPf/kWh} \\
 k_w (BW_2, I_2, BR_2, PP_2)_{NaBRO} &= 1,62 \text{ DPf/kWh}
 \end{aligned}$$

Stromkostenbereich:

$$k_{NaBRO} = 1,62 \begin{matrix} + 0,12 \\ - 0,11 \end{matrix} \text{ DPf/kWh}$$

Tabelle 9 NaBR-Stromkostenbereich für karbidischen Brennstoff (NaBRC)

<u>Parameter:</u>	1. Anlagekostenbarwert	$BW_1 = 600 \text{ DM/kWe}$
		$BW_2 = 580 \text{ DM/kWe}$
		$BW_3 = 560 \text{ DM/kWe}$
	2. Plutonium-Bilanz (I=Spaltstoffinventar, BR=Brutrate) I und BR sind gekoppelt	
	$I_1 = 2,4 \text{ t/GWe}$	$BR_1 = 1,56 \text{ (Pu-}\alpha \text{ alt)}$
	$I_2 = 1,9 \text{ t/GWe}$	$BR_2 = 1,42 \text{ (Pu-}\alpha \text{ neu)}$
	$I_3 = 1,4 \text{ t/GWe}$	$BR_3 = 1,30 \text{ (Pu-}\alpha \text{ mittel)}$
	3. Pu-Preise	$PP_1 = 7 \text{ \$/g}$
		$PP_2 = 10 \text{ \$/g}$
		$PP_3 = 15 \text{ \$/g}$

Stromerzeugungskosten:

$$k_o (BW_1, I_2, BR_2, PP_3)_{\text{NaBRC}} = 1,51 \text{ DPf/kWh} \hat{=} \text{(U-235-Start)}$$

$$k_u (BW_3, I_1, BR_1, PP_1)_{\text{NaBRC}} = 1,36 \text{ DPf/kWh}$$

$$k_w (BW_2, I_3, BR_3, PP_2)_{\text{NaBRC}} = 1,45 \text{ DPf/kWh}$$

Stromkostenbereich:

$$k_{\text{NaBRC}} = 1,45 \begin{matrix} + 0,06 \\ - 0,09 \end{matrix} \text{ DPf/kWh}$$

Dampf-gekühlter Schnellbrüter (DBR)

Das Konzept des dampfgekühlten Schnellbrüters ist technisch noch nicht erprobt, insbesondere was die Brennstäbe anbelangt. Auch hinsichtlich der Kühltechnik sind neue Lösungen zu erproben (Gebläse, externe Verdampfer), wenn auch selbstverständlich ein erheblicher Teil der LWR-Technologie als technische Grundlage des DBR dienen kann. Die technischen Möglichkeiten des DBR sind aufgrund der angeführten Entwurfsstudien im ersten Teil dieser Untersuchungen bis ins einzelne beschrieben, so daß hier der Stromkostenbereich verhältnismäßig pauschal abgeschätzt werden kann. Als weiteres Potential kann, obgleich dies durch genaue Studien nicht belegt ist, eine Verringerung des

Spaltstoffinventars nicht ausgeschlossen werden. Die Verringerung des Spaltstoffinventars wäre bei Verbesserung der Stabileistung denkbar, ist aber im allgemeinen mit einer Kostenerhöhung gekoppelt (siehe 1. Teil dieser Arbeit). Die Kapitalkosten liegen um die Angaben in Ref.(5) und sind mit den LWR-Kosten gleich angenommen worden (26).

Tabelle 10 DBR-Stromkostenbereich

<u>Parameter:</u>	1. Anlagekostenbarwert	$BW_1 = 520 \text{ DM/kWe}$ $BW_2 = 500 \text{ DM/kWe}$ $BW_3 = 480 \text{ DM/kWe}$
	2. Spaltstoffinventar	$I_1 = 3,3 \text{ t/GWe}$ $I_2 = 3,0 \text{ t/GWe}$ $I_3 = 2,4 \text{ t/GWe}$
	3. Brutraten	$BR_1 = 1,15$ $BR_2 = 1,20$
	4. Pu-Preis	$PP_1 = 7 \text{ \$/g}$ $PP_2 = 10 \text{ \$/g}$ $PP_3 = 15 \text{ \$/g}$

Der Abbrand wurde entsprechend Ref.(1,2,33) zu 55 MWd/kg angenommen. Der ENEA-Referenzreaktor hat 65 MWd/kg aus Vergleichsgründen zur He-Brüterstudie sowie $I=2,9$ (mit Reaktivitätshubreserve) und $BR=1,21$.

Stromerzeugungskosten:

$$\begin{aligned}
 k_o (BW_1, I_1, BR_1, PP_3)_{DBR} &= 1,84 \text{ DPf/kWh} \\
 k_u (BW_3, I_2, BR_2, PP_1)_{DBR} &= 1,55 \text{ DPf/kWh} \\
 k_w (BW_2, I_2, BR_2, PP_2)_{DBR} &= 1,65 \text{ DPf/kWh}
 \end{aligned}$$

I_3 findet bei den reaktorstrategischen Untersuchungen zusammen mit k_u Berücksichtigung.

Stromkostenbereich:

$$k_{\text{DBR}} = 1,65 \begin{matrix} + 0,19 \\ - 0,10 \end{matrix} \text{ DPf/kWh}$$

PP₃ wird vermutlich nicht eintreten, weil dann der Abnehmer des LWR-Plutoniums nicht mehr konkurrenzfähig wäre. Zum Vergleich sei ferner angegeben

$$\begin{matrix} \text{ENEA} \\ k_{\text{DBR}} \end{matrix} = 1,60 \text{ DPf/kWh}$$

Helium-gekühlter Schnellbrüter (HeBR)

Das HeBR-Konzept kann weder als technisch gesichert noch als durch Entwurfsstudien gut belegt angesehen werden. Studien in den USA (GGA) und in Deutschland (KFK) sowie die Untersuchungen in (5) zeigen ein optimistisch abgeschätztes aber mögliches ökonomisch-technisches Potential, das dem des NaBRC vergleichbar ist. In (35) wird das Potential des HeBRC nicht so optimistisch gesehen, dort wird die untere Grenze des Stromkostenbereiches bei 3,4 mill/kWh (LF 80%) $\hat{=}$ 1,54 DPf/kWh (LF 70%) angegeben. Zur Ausschöpfung des HeBR-Potentials sind weitgehend neue technische Lösungen erforderlich, wie Brennstäbe mit dünner Hülle, Spannbetonbehälter für 120 atm und mehr und Helium-Turbinen. Aufgrund der großen Unsicherheiten in der Abschätzung von HeBR Daten werden in Tab.11 nur Extremfälle angegeben.

Tabelle 11 HeBR-Stromkostenbereich

<u>Parameter:</u>	1. Anlagekostenbarwert	$BW_1 = 570 \text{ DM/kWe}$ (max. mit Dampf-Turbine)
		$BW_2 = 530 \text{ DM/kWe}$ (min. mit Dampf-Turbine)
		$BW_3 = 480 \text{ DM/kWe}$ (min. mit He-Turbine)
	2. Plutonium-Bilanz (I=Spaltstoffinventar, BR=Brutrate)	
	$I_1 = 3,3 \text{ t/GWe}$	$BR_1 = 1,40$ (max. bei oxyd. Brennstoff)
	$I_2 = 2,8 \text{ t/GWe}$	$BR_2 = 1,50$ (min. bei oxyd. Brennstoff)
	$I_3 = 1,8 \text{ t/GWe}$	$BR_3 = 1,60$ (min. bei karbid. Brennstoff)
	3. Pu-Preis	$PP_1 = 7 \text{ \$/g}$
		$PP_2 = 15 \text{ \$/g}$

Stromerzeugungskosten: für oxyd. Brennstoff mit Dampf-Turbine:

$$k_o (BW_1, I_1, BR_1, PP_2) = 1,67 \text{ DPf/kWh}$$

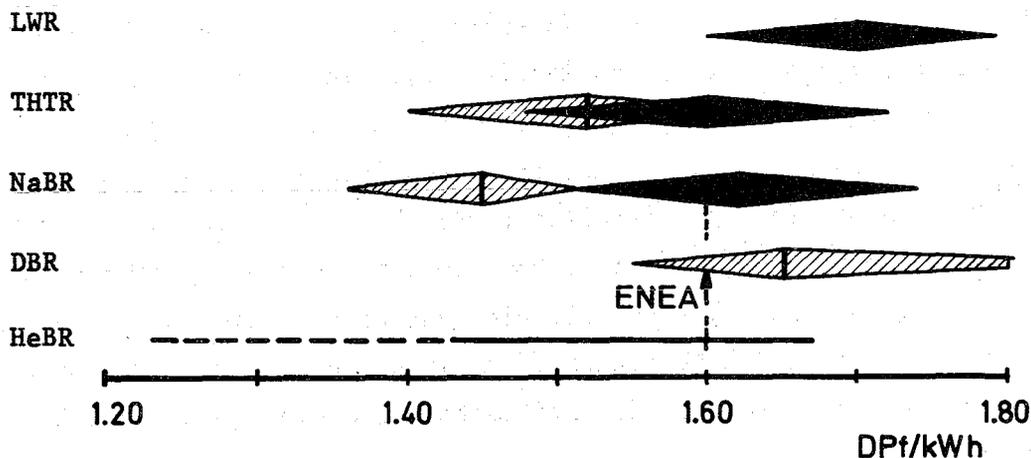
$$k_u (BW_2, I_2, BR_2, PP_1) = 1,43 \text{ DPf/kWh}$$

für karbidischen Brennstoff und Gasturbine ergibt sich als unterste Grenze:

$$k (BW_3, I_3, BR_3, PP_1) = 1,23 \text{ DPf/kWh}$$

Die Ergebnisse der Stromerzeugungskostenberechnung finden sich in Bild 2 zusammengestellt. Dabei sind die gestreiften Bereiche auf Konzepte bezogen, für die noch spezielle Entwicklungsarbeiten notwendig sind (Testreaktoren, He-Turbinen, karbidischer Brennstoff).

Bild 2 Stromkostenbereiche



Aus diesem Abschnitt ergeben sich drei Reihenfolgen:

Reihenfolge bezüglich Stromerzeugungskosten in den 80er Jahren

NaBR, THTR

LWR

Reihenfolge bezüglich Stromerzeugungskosten für die weitere Zukunft

HeBR

NaBR

THTR

DBR

LWR

Reihenfolge bezüglich Verwirklichungsaussichten

LWR

NaBR

THTR

DBR

HeBR

Hieraus ergibt sich hinsichtlich der Entwicklungsbemühungen für die Kernkraftwerke der II. Generation folgende Präferenzskala:

1. NaBR, THTR
2. HeBR
3. DBR

6. Einsatzpotential der verschiedenen Reaktortypen der zweiten Generation in Deutschland

Die am Ende des Abschnittes 5 aufgestellten Präferenzlisten geben noch kein Bild von der möglichen gesamtwirtschaftlichen Rendite, die die verschiedenen Reaktortypen der zweiten Generation erbringen können. Das gesamte Einsatzpotential der einzelnen Typen, also die Anzahl von Kraftwerken des jeweiligen Typs, die bis etwa zum Jahre 2000 in Deutschland installiert sein können, hängt nicht nur vom Gesamtbedarf an Kernenergie, sondern wie schon erwähnt, auch entscheidend von den technischen Parametern des Typs ab, die die gesamte Plutonium-Bilanz beeinflussen, also Pu-Inventar und Pu-Überschuß (d.h. in erster Näherung von kritischer Masse und Brutrate). Dabei hat die kritische Masse eine wesentlich größere Bedeutung als die Brutrate.

Um die verschiedenen Renditen abschätzen zu können, werden folgende plausible Annahmen gemacht:

1. Bis 2000 werden in Deutschland 200 GWe Kernkraftwerke installiert (27).
2. Die Zuwachskurve der Kernkraftwerke verläuft ab 1970 linear (s.Ref.30, 31 und 32).
3. Bis 1980 werden nur LWR installiert.
4. Ab 1980 beginnt jeweils eine Zweitypenstrategie zwischen dem betrachteten Typ der zweiten Generation und den LWR, die bis 1980 bereits gebaut sind oder aus Pu-Mangel nach 1980 noch gebaut werden müssen (geschlossene Pu-Bilanz).
5. Bei einigen Strategien herrscht Pu-Überschuß. Es wird angenommen, daß dieses Pu für Reaktorexporte genutzt wird.

Für die Berechnung der aktualisierten Gesamteinsparungen von Stromerzeugungskosten wird von den in Abschnitt 5 berechneten Stromkostenbereichen ausgegangen. Bei den LWR-Kosten ist die zu erwartende Erhöhung der Stromkosten durch Uranpreisanstieg bis 2000 nicht berücksichtigt. Die Einsparungen infolge des Einsatzes von Reaktoren der zweiten Generation sind dadurch für alle Typen kleiner errechnet als sie möglicherweise eintreten werden.

Die technischen Reaktordaten, die die Pu-Bilanz beeinflussen, sind für die verschiedenen Typen von der jeweiligen Auslegung abhängig. Es genügt bei den hier angestellten Betrachtungen, von den in Tabelle 12 gesondert ausgewiesenen gerundeten Zahlen auszugehen. Insbesondere ist der Pu-Überschuß der Brüter von relativ geringem Einfluß.

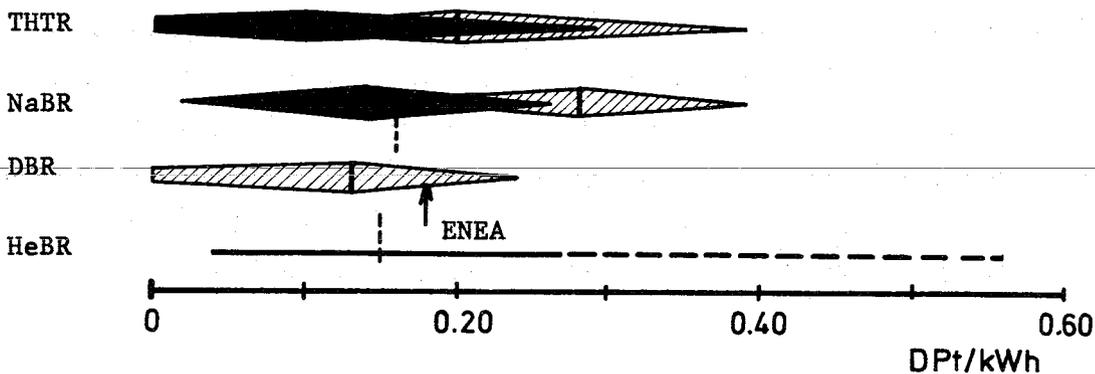
Tabelle 12 Pu-Inventar und -Überschüsse verschiedener Schnellbrütertypen

Typ	Gebundenes spaltbares Plutonium [t/GWe]	Pu-Überschuß [kg spaltb./0,7 GWe]
	angenommener Wert:	angenommener Wert:
NaBRO	3,3	150
NaBRC	2,0	150 - 200
	3,0	250
DBR	4,0	150
	3,2	50
HeBRO	4,0	300
HeBRC	2,7	350

Der Pu-Überschuß der LWR wird mit 150 kg/0,7 Gwa angesetzt.

Mit diesen Annahmen und den Variationen in Abschnitt 5 ergeben sich als Kostendifferenzen zum LWR die Werte gemäß Bild 3. Dabei sind einheitlich 7 \$/g spaltbares Plutonium angesetzt, weil bei Nichteinführung der Schnellen Brüter die LWR-Typen mit diesem Wert das Pu rezirkulieren müßten. Wenn in Wirklichkeit Plutonium einen höheren Marktpreis erzielt, so kommt dies den Stromerzeugungskosten der LWR zugute und belastet die Brüter-Stromerzeugungskosten. Mit guter Näherung sind demzufolge die Kosten einer Reaktorstrategie vom Pu-Preis unabhängig und deshalb der Gesamtvorteil der Brütereinführung mit einem Pu-Preis von 7 \$/g abschätzbar.

Bild 3 Kostendifferenzen gegenüber LWR ab den 80er Jahren

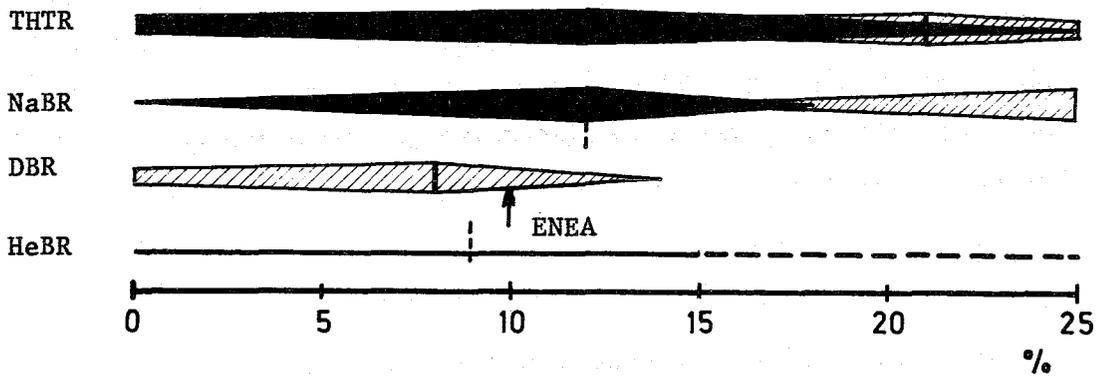


Die Berechnung der Renditen erfolgt über die Bestimmung von Strategiebarwerten mit verschiedenem Diskontsatz 0 bis 20 % und Inter- bzw. Extrapolation. Unter den aufgeführten Voraussetzungen für die verschiedenen Reaktortypen ergeben sich die in Bild 4 und 5 wiedergegebenen Werte.

Bei den Renditen werden Gesamtentwicklungskosten von 2 Mrd.DM angesetzt (in Klammern sind die Renditen für 3 Mrd.DM Entwicklungskosten angegeben), da hier die Annahme gemacht wird, daß nur ein Reaktortyp sich schließlich auf dem Markt

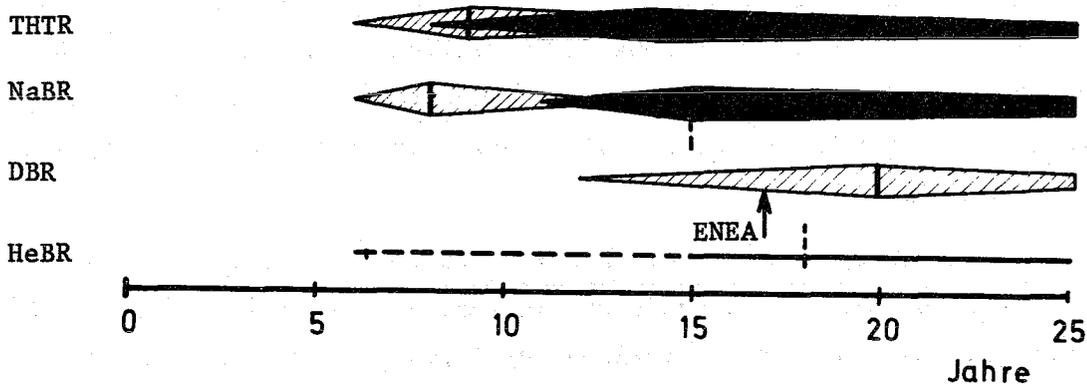
durchsetzt und alle anderen Entwicklungskosten mit über den erfolgreichen Typ abgeschrieben werden müssen. Die Renditen für den THTR gelten nur, wenn aus unvorherzusehenden Gründen kein billigerer Brütertyp bis 2000 verfügbar ist. Es ist der Zeitraum 1980 - 2000 zugrundegelegt.

Bild 4 Renditenvergleich



Die Amortisationszeiten sind unter denselben Annahmen für 8 % Zinssatz berechnet worden:

Bild 5 Vergleich der Amortisationszeiten bei 8% Zinssatz für eine Entwicklungsinvestition von 2 Mrd.DM



Die am Ende des 5. Kapitels gegebene Präferenzskala für die Entwicklungsbe-
mühungen von Kernkraftwerken der 2. Generation ändert sich auch unter den Ge-
sichtspunkten der Strategieneergebnisse (Bild 4 und 5) nicht und bleibt unter
Berücksichtigung der Strategieneergebnisse:

Präferenzskala 2 :

1. NaBR, THTR
2. HeBR
3. DBR

Allerdings ist zu dieser Präferenzskala 2 zu sagen, daß sich der Abstand des
DBR zu den anderen wesentlich vergrößert hat, wobei zu betonen ist, daß gerade
Entwicklungsmaßnahmen vor dem Hintergrund langfristiger strategischer Betrach-
tungen gesehen werden müssen.

7. Kernbrennstoffnutzung bei verschiedenen Reaktorstrategien

Wie bereits in Abschnitt 4 angedeutet, ist das Problem der Kernbrennstoffre-
serven bis zum Ende dieses Jahrhunderts kein Kriterium, um allein von ihm aus
einzelne Reaktortypen bei der Entwicklung zu präferieren. Bei den hier be-
trachteten Strategien ist der Sockel an Natururanverbrauch durch die LWR, die
bis 1980 ohnehin errichtet werden, so erheblich, daß allein aus diesem Grund
die Unterschiede zwischen den Strategien nicht besonders drastisch sind. Ledig-
lich die ökonomischen Ergebnisse weisen solche drastischen Differenzen auf.

Jenseits des Jahres 2000 werden, wie frühere Berechnungen gezeigt haben, die
Unterschiede im kumulierten Natururanverbrauch allerdings sehr deutlich. LWR-
NaBRC und LWR-HeBRC benötigen nach 2000 kaum noch zusätzliches Natururan (die
Brüter können mit abgereichertem Uran beschickt werden), während bei LWR-NaBRO
und besonders LWR-DBR der Bedarf noch weit in das nächste Jahrhundert wächst,
bevor er stagniert. Bei LWR-THTR steigt der Bedarf kontinuierlich mit wachsen-
dem Kernenergiebedarf.

Zieht man in diesem Zusammenhang noch den kurzfristigen Trennkapazitätsbedarf
in Betracht, so ergibt sich bei besonderer Wichtung der längerfristigen Aspekte
folgende Präferenzskala für die Entwicklung der Typen der zweiten Reaktorgene-
ration (s.a. Bild 6):

Präferenzskala 3: bezüglich Kernbrennstoffnutzung und Trennkapazitätsbedarf

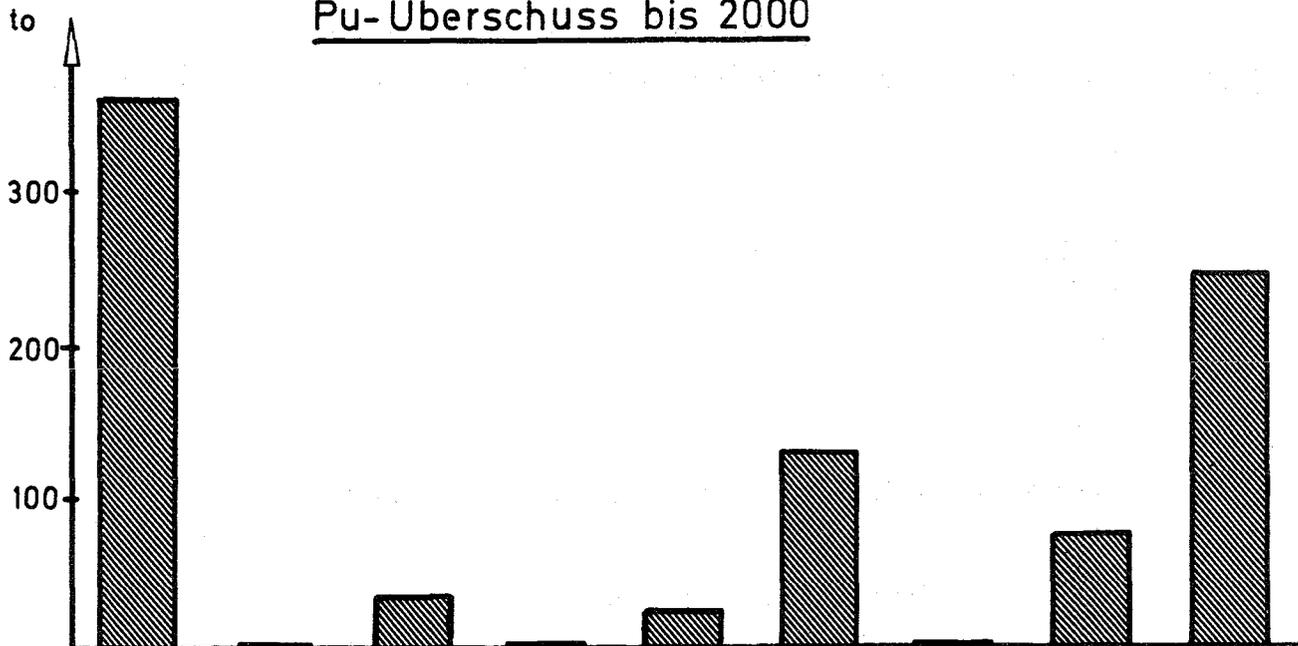
NaBRC
 HeBRC
 NaBRO
 HeBRO
 THTR
 DBR
 LWR

Hierbei werden ausschließlich folgende Daten zugrundegelegt:

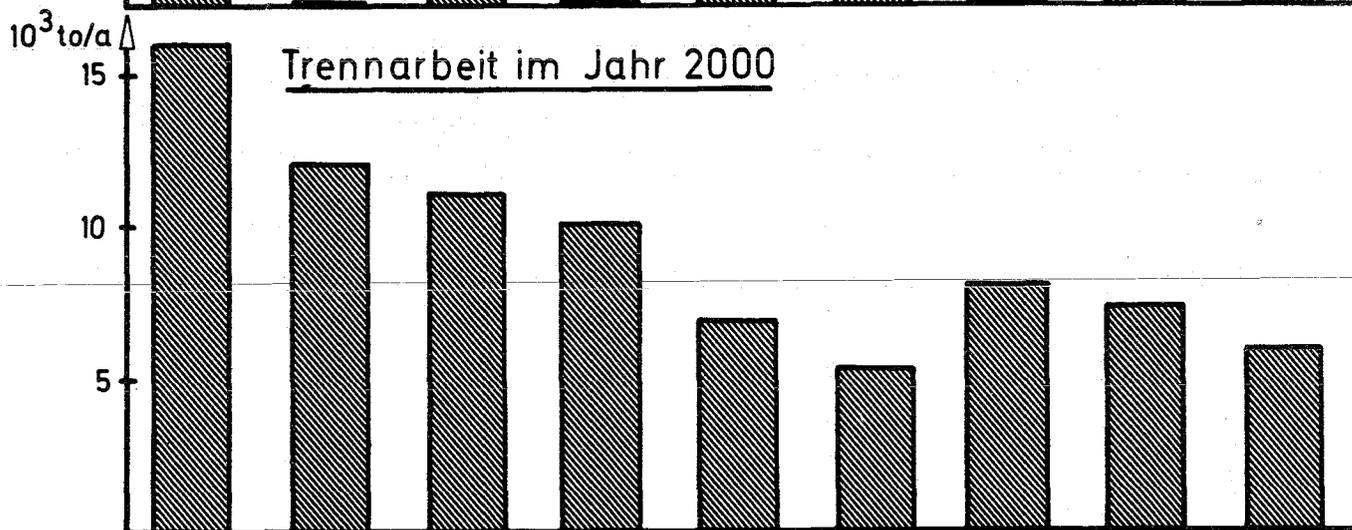
Tabelle 13 Daten für Massenbilanzen

	Pu-System- Spaltstoff t/GWe	Pu-Ausstoß kg/GWe·a	U _{nat} -Inv. t/GWe	U _{nat} -Verbr. t/GWe·a	Trenn-Inv. t/GWe	Trenn- Verbrauch t/GWe·a
LWR		150	600	100	400	70
THTR		0	250	35	250	35
NaBRO	3.3	150				
NaBRC	2.0	150				
DBR	4.0	150				
HeBRO	4.0	300				
HeBRC	2.7	300				

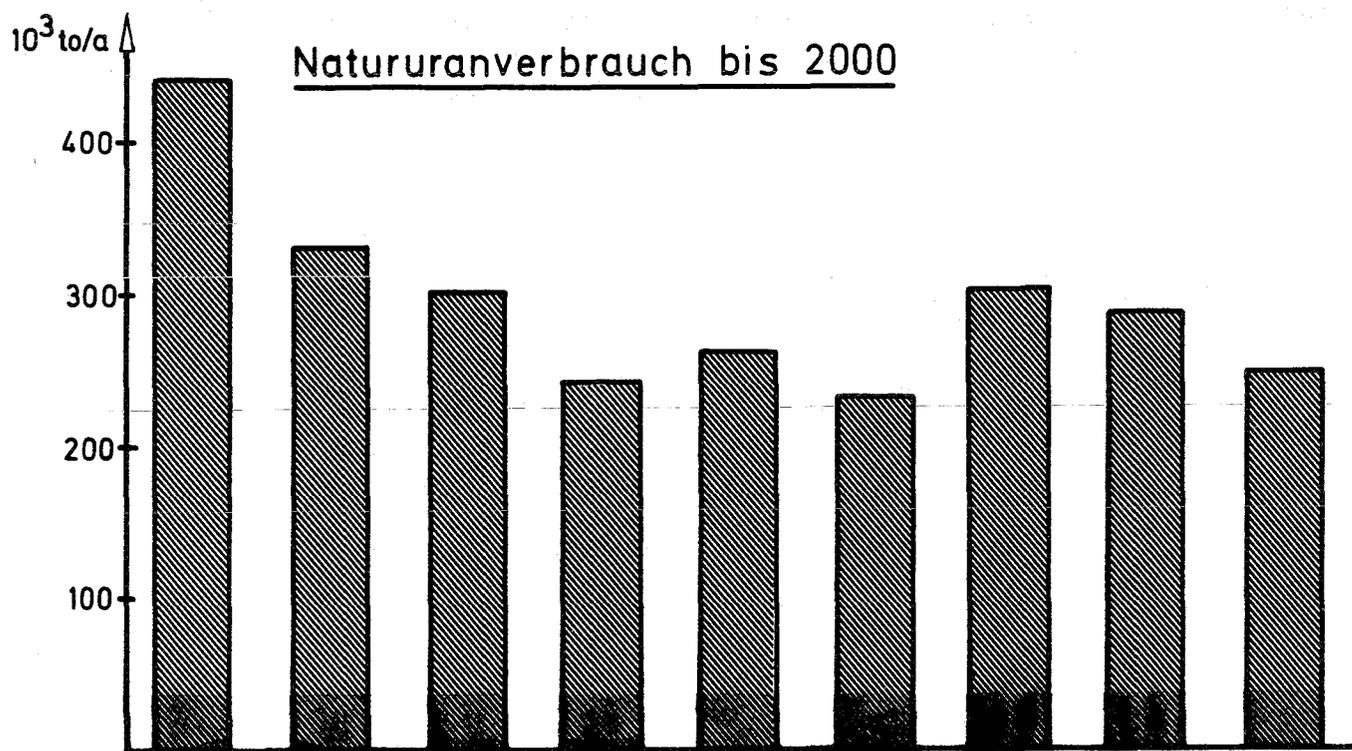
Pu-Überschuss bis 2000



Trennarbeit im Jahr 2000



Natururanverbrauch bis 2000



LWR LWR LWR LWR LWR LWR LWR LWR LWR
 THTR THTR NaBRO NaBRC DBR HeBRO HeBRC

8. Schlußfolgerungen

Die zeitliche Folge der Argumente hinsichtlich der Situation Schneller dampfgekühlter Brüter

Die deutsche Schnellbrüterentwicklung ist von vorneherein unter dem Gesichtspunkt der Risikoabsicherung vorangetrieben worden, wobei von Anfang an Natrium, Dampf und Helium als mögliche Kühlmittel in Betracht gezogen wurden.

Bei relativ teuren LWR und einem Pu-Preis von 10 \$/g sind offensichtlich der NaBRO und DBR ökonomische Brütervarianten.

Bis Mitte der sechziger Jahre war das weitere ökonomische Potential der LWR nicht abzuschätzen, da erst 1966 in den USA der LWR-Boom einsetzte und erst 1967 in Deutschland LWR bestellt worden sind. Heute zeigt sich die ökonomische Entwicklungsfähigkeit von LWR wesentlich deutlicher.

Die mögliche Verringerung der Trennarbeitskosten von 30 bis zu 23 \$/kg Trennarbeit und möglicherweise noch darüber hinaus, ist erst in letzter Zeit bekannt geworden. Die Rentabilität der DBR wäre dann zu gewährleisten, wenn sie früh und gegebenenfalls als mit U-235 gestarteten Typen eingeführt würden, sofern diese Strategie ökonomischer als eine LWR-Strategie ist. Unter diesen Vorzeichen sind sie nicht in Deutschland, sondern vor allem auch bei der GE aufgegriffen und verfolgt worden. Der DBR als frühe Lösung eines Schnellbrüters, gegebenenfalls bei U-235-Start, hat sich aber aus zwei Gründen nicht realisieren lassen. Zum einen, weil die Brennstabentwicklung wegen Mangel an Bestrahlungsraum nur mit großem Zeitaufwand durchführbar ist, und zum anderen, weil man sich heute darüber im klaren ist (auch durch SNEAK-Messungen am U-235 Dampfcore), daß der U-235-Start gegenüber billigen LWR nicht mehr ökonomisch ist. Die Schaffung speziellen Bestrahlungsraumes für dampfgekühlte Brennelemente würde eine Verzögerung von etwa 6 Jahren zur Folge haben. Der dampfgekühlte Schnelle Brüter würde damit in einer veränderten Umwelt konkurrenzfähigerer Reaktorkonzepte auf den Markt kommen, das heißt, nicht die Veränderung des dampfgekühlten Brüters in der Argumentation, sondern seine wirtschaftliche Umwelt ist das Problem.

Der Einfluß des in einem bestimmten Intervall nicht vorausberechenbaren Pu-Preises wurde erst im letzten Jahr aufgrund theoretisch-ökonomischer Arbeiten erkannt. Danach besteht insbesondere für den DBR und NaBRO Typ eine hohe Wahrscheinlichkeit für einen Pu-Preis, der den Energieerzeugungskosten gegenüber einem Konkurrenztyp (z.B. THTR) nur einen unbedeutenden Vorteil gibt (28).

Das THTR-Konzept als mögliche und attraktive Variante der zweiten Reaktorgeneration ist erst im letzten Jahr deutlicher hervorgetreten (AVR 1967 kritisch).

Die Aussicht auf den ökonomisch äußerst attraktiven Brüter mit karbidischem Brennstoff war, da im Ausland hierfür keine langjährigen Vorarbeiten vorhanden sind, erst durch die im letzten Jahr aufgenommenen systematischen Untersuchungen voll zu erkennen.

Folgerungen aus der heutigen Situation des DBR

Da der Reaktormarkt über den LWR-Einsatz hinaus nach 1980 mit hoher Wahrscheinlichkeit nur für wenige ökonomisch und technisch attraktive Typen der zweiten Generation aufnahmefähig ist (analog zum LWR bei der ersten Generation), ist eine Verteilung der Kräfte auf zu viele parallele Entwicklungen wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen. Nach dem jetzigen Stand der Erkenntnis ist die eingeschlossene Entwicklung des NaBRC, der umso rentabler ist je eher er auf der Basis des unmittelbar erreichbaren NaBRO (Prototypbaubeginn 1970) zum Einsatz kommt, bei paralleler Entwicklung des ebenfalls unmittelbar erreichbaren THTR (Prototypbaubeginn 1970) das an einer vernünftigen Kosteneffektivität orientierte optimale Vorgehen.

Darüber hinaus jedoch kann man als Risikoabsicherung mehr grundsätzlich orientierte Entwicklungsarbeiten hinsichtlich der so schwierigen Frage der Brennstoffelemente eines dampfgekühlten schnellen Brüters fortführen. Ebenso kann man im Hinblick auf das langfristig attraktive und vielfältige Potential (Kosten und Brüten) die bei dem HeBR ähnlich gelagerte Brennstoffelementproblematik in angemessener Weise behandeln.

Literaturverzeichnis

- (1) A.Müller et.al.: "Referenzstudie für den 1000 MWe dampfgekühlten Schnellen Brutreaktor (D1)"
KFK-392, August 1966
- (2) W.Frisch, F.Hofmann et.al.: "System Analysis of a Fast Steam Cooled Reactor of 1000 MWe"
KFK-636, Oktober 1967
- (3) H.Küsters et.al.: "The Group Cross Section Set KFK-SNEAK Preparation and Results"
KFK-628, Oktober 1967
- (4) W.Baumann et.al.: "Brennelemente mit wendelförmigen Abstandshaltern für schnelle Brutreaktoren"
KFK-768, April 1968
- (5) ~~ENEA Working Team on Fast Reactor Evaluation. An Assessment Study of Steam- and Gas-Cooled Fast Reactors for Civil Power Generation, Sept. 1968~~
ENEA (Confidential)
- (6) Babcock and Wilcox Company, "3600 psi Steam-Cooled Breeder Reactor, Condensed Description", Report No.BAW-1309, January 1967.
See also Babcock and Wilcox Company and American Electric Power Service Corporation, 1963 Progress Report, "Steam-Cooled Breeder Reactor Study", Report No.AEPSCO-864, BAW-240, August 1964, AEPSCO-1165, BAW-273, Sept.1965
- (7) Babcock and Wilcox Company, "Condensed Description -1000 MWe- 1250 psi Steam-Cooled Breeder Reactor Design", Report No.BAW-1309, June 1967
Babcock and Wilcox Company, "1000 MWe -1250 psi Steam-Cooled Breeder Reactor Design", Report No.BAW-1318, SL-2397, September 1967
- (8) N.J.Hoff et.al.: "A Study of Creep Collapse of a Long Circular Cylindrical Shell under Uniform External Pressure"
Journal of the AERO/Space Sciences, October 1959
- (9) Doetschmann, Hofmann, Kirsch: "PRAWDA - Ein FORTRAN-Programm zur wärmetechnischen Auslegung gas- und dampfgekühlter Reaktoren"
KFK-725, August 1968

- (10) K.Doetschmann: "Drei FORTRAN-Programme zur Bestimmung der Heißkanaltemperaturen in dampf- und gasgekühlten Reaktorkernen unter Berücksichtigung der Kühlmittel-Quervermischung"
KFK-815, August 1968
- (11) K.Doetschmann: "Kühlmittel-Quervermischung und deren Auswirkung auf die Heißkanaltemperaturen im dampfgekühlten schnellen Brutreaktor"
KFK- 848, Oktober 1968
- (12) H.Kämpf: "Einfluß der inneren Geometrie auf die radiale Temperaturverteilung von Schnellbrüter-Brennelementen"
KFK-751, Februar 1968
- (13) Krätsch, Sanitz et.al.: "NUSYS I/II"
Interner Bericht
- (14) W.P-Pönitz et.al.: "Some New Measurements and Renormalizations of Neutron Capture, Cross Section Data in the keV Energy Range"
KFK-635, October 1967
- (15) KAPL-Measurements
- (16) Gwin et.al.: "Recent ORNL-Measurements"
Persönliche Mitteilung
- (17) Schomberg-Measurements
- (18) E.Kiefhaber: "Reactivity Coefficients of Steam-Cooled Fast Breeders"
KFK-629, October 1967
- (19) H.Grümm, D.Gupta et.al.: "Ergänzendes Material zum Bericht 'Kernbrennstoffbedarf und Kosten verschiedener Reaktortypen in Deutschland' (KFK-366)"
KFK-466, September 1966
- (20) K.Kummerer: "Production Cost Parameter Analysis for Fast Reactor Fuel Elements"
KFK-576, April 1967

- (21) P.Jansen: "BAKO, Ein Programm zur Kosten- und Strategienberechnung bei Brüterkraftwerken nach der Barwertmethode"
KFK-644, Oktober 1967
- (22) H.Grümm, D.Gupta, W.Häfele, P.Jansen, E.Schmidt, J.Seetzen: "Kernbrennstoffbedarf und Kosten verschiedener Reaktortypen in Deutschland"
KFK-366, 1965
- (23) D.Gupta, W.Häfele, P.Jansen, J.Seetzen: "Economic Aspects of Nuclear Energy Production with Different Thermal and Fast Reactors and the Required Separative Work Capability"
KFK-566, 1967
- (24) D.Gupta, W.Häfele, P.Jansen, J.Seetzen: "Prospects of Plutonium Fueled Fast Breeders"
KFK-569, 1967
- (25) K.Benndorf, D.Gupta, W.Häfele, G.Heusener, P.Jansen: "Variation einiger wichtiger Reaktorparameter beim natriumgekühlten 1000 MWe Schnellen Brüter zur Untersuchung der Brennstoffkosten und des Brennstoffbedarfs"
KFK-568, 1967
- (26) P.Jansen: "Die Bedeutung Schneller Brutreaktoren in einer Kernenergie-wirtschaft"
Haus der Technik, Heft 162, 1967
- (27) D.Gupta, P.Jansen, J.Seetzen: "Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zur Entwicklung Schneller Brutreaktoren"
Chemie-Ingenieur-Technik, 40.Jg. H.9/10, 1968
- (28) P.Jansen: "An Analysis of the Long-Term Market of Plutonium for the Use in Fast Breeder Reactors"
IAEA, Wien, 2-6.9.1968
- (29) W.Cautius: "Können Hochtemperaturreaktoren zu einer Verbilligung des 'Atomstroms' beitragen?"
Atom und Strom, 13.Jg. Folge 2/3, 1967
- (30) R.Harde, G.Memmert: "Modelluntersuchungen über Aussichten und Konsequenzen der Verwendung der Kernenergie zur Elektrizitätserzeugung"
Atomwirtschaft 4, 1966

- (31) H.Krämer, R.Schulten, K.Wagemann: "Die langfristige wirtschaftliche Bedeutung des gasgekühlten Hochtemperaturreaktors"
Nukleonik 11, H.1, März 1968
- (32) A.Boettcher, H.Krämer, K.Wagemann: "Voraussichtlicher Bedarf an Trenn-
arbeit für Uran in der BRD"
Atomwirtschaft 13.Jg., H.5.1968
- (33) D.Gupta, W.Häfele, K.Kummerer, D.Stegemann, D.Smidt, J.Seetzen:
"Industrial Aspects of a Fast Breeder Reactor Program"
Third FORATOM Congress, London, KFK-546, 1967
- (34) J.Rembser: "Wofür die USAEC 43 Milliarden Dollar ausgab"
Atomwirtschaft, 13.Jg., H.5, 1968
- (35) USAEC: "Alternate Coolant Task Force Evaluation Study"
(Unveröffentlicht)