

KfK 3864
Februar 1985

Analyse der Wirtschaftlichkeit von Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren

P. Klumpp
Institut für Neutronenphysik und Reaktortechnik

Kernforschungszentrum Karlsruhe

KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE
Institut für Neutronenphysik und Reaktortechnik

KfK 3864

Analyse der
Wirtschaftlichkeit von Fortgeschrittenen
Druckwassereaktoren

Peter Klumpp

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH, Karlsruhe

Als Manuskript vervielfältigt
Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
ISSN 0303-4003

Zusammenfassung

Mit den beschränkt verfügbaren Natururanressourcen, der geringen Ausnutzung dieses Rohstoffs in heutigen Druckwasserreaktoren einerseits und dem erforderlichen Kapitaleinsatz brütender Reaktorsysteme mit hoher Ausnutzung andererseits sind die wichtigsten Gründe für Forschungs- und Entwicklungsarbeiten (F+E) an einem Fortgeschrittenen Druckwasserreaktor (FDWR) mit hoher Konversionsrate genannt. Daraus abgeleitet stellen die Erhöhung der Uranausnutzung gegenüber der Leichtwasserreaktor-Technologie sowie die Verminderung des Kapitaleinsatzes gegenüber der Brutreaktor-Technologie wesentliche Rahmenbedingungen bei diesen F+E-Arbeiten dar. Gleichzeitig kennzeichnen sie mögliche Funktionen eines solchen fortgeschrittenen Reaktors als Übergangsstufe zwischen Leichtwasser- und zukünftiger Brütertechnologie bzw. als eine Ergänzung letzterer in einer Brüter/FDWR-Reaktorsymbiose, falls seine Wirtschaftlichkeit insgesamt gesichert ist.

In der vorliegenden Arbeit werden nun die bisher erzielten technisch-physikalischen Erkenntnisse zu diesem Reaktortyp mit zu erwartenden ökonomischen Daten kombiniert und einer Wirtschaftlichkeitsanalyse unterzogen. Nach einführenden Anmerkungen in Kapitel I werden in Kapitel II die erzielbaren Uranausnutzungsverbesserungen und ihre gesamtwirtschaftliche Bedeutung dargestellt. Das Kapitel III zeigt dann die einzel-wirtschaftlichen Kosten auf, die den Elektrizitätsversorgungsunternehmen beim Einsatz eines solchen Reaktors entstehen, beschränkt sich dabei aber auf die Analyse der Brennstoffkreislaufkosten und deren Einflußparameter. Danach werden die entsprechenden Kosten anderer Reaktortypen beschrieben (Kapitel IV) und jenen des FDWR gegenübergestellt (Kapitel V). Abschließend wird dann ein Kostenvergleich auf der Basis der Stromgestehungskosten insgesamt das Bild zur Wirtschaftlichkeit des FDWR abrunden.

Abstract

ECONOMICS OF AN ADVANCED PRESSURIZED WATER REACTOR (APWR)

Limited natural uranium resources together with their low utilization in current lightwater reactors (LWR) on the one hand and the high capital investments for a LWR and fast breeder reactor system resulting in a high fuel utilization are the most important reasons for research and development (R+D) work related to a high converting APWR system. Consequently, a higher uranium utilization and comparatively lower capital requirements than i.e. for fast breeder reactors (FBR) have to be the bounding conditions for these R+D investigations. If the economics of an APWR comes out to be guaranteed in the future these boundary conditions mark possible tasks for such an APWR as a transition stage from current LWR technology to future FBR technology or as a supplementary system in a FBR/APWR symbiosis.

It is the main task of this analysis to study the economic behaviour of an APWR combining its technical and physical parameters with an economic data base. After introductory remarks chapter II presents the potential improvements of the uranium utilization and their importance for a whole national economy. Chapter III shows the micro-economic aspects for an electricity producing utility using such an APWR plant. The chapter is restricted to the fuel cycle costs and their dependence on various parameters. The corresponding costs of other nuclear power plants are described in chapter IV and compared to those of the APWR in chapter V. Finally a cost comparison on the basis of the electricity generating costs will complete the economic picture of an advanced pressurized water reactor.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
I. Einführung	1
II. Ökonomische Anreize der FDWR-Entwicklung	4
II.1 Die Stellung des FDWR unter den fortgeschrittenen Reaktoren unter dem besonderen Aspekt der Ressourcenschonung	5
II.2 Das erweiterte Natururanausnutzungspotential im LWR+FDWR System	
II.2.1 Der Idealfall ohne Spaltstoffinventaraufbau	8
II.2.2 Die Realität mit In- und Excoreinventaren	9
II.2.3 Der Einfluß der Konversionsrate	12
II.3 Die Uranausnutzung im Zeitverlauf - Eine schematische Darstellung im allgemeinen Fall	14
II.4 Die Beziehung zwischen Urannutzungspotential und Einsparraten in Kernenergieszenarien	17
II.5 Der Faktor Zeit in Reaktorsystemen mit fortgeschrittenen Konvertern	22
II.6 Uranausnutzungsgrade - Eine Verbindung zwischen nationalem und individuellem Interesse?	24
III. Brennstoffkreislaufkosten von Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren	
III.1 Methodischer Ansatz	26
III.2 Anmerkungen zur Datenbasis	38

	Seite
III.3 Ergebnisse	40
III.3.1 Die Kostenkomponente Spaltmaterial	41
III.3.2 Die Kostenkomponente Brennelement- fertigung	44
III.3.3 Die Kostenkomponente Wiederaufarbeitung und Abfallendlagerung	46
III.3.4 Die Kostenkomponente Excorezeit	50
III.3.4.1 Ihre Auswirkungen auf die Wiederaufarbeitungskosten	53
III.3.4.2 Ihre Auswirkungen auf die Brennstofferlöse	55
III.3.4.3 Ihre Auswirkungen auf die Brennstoffkreislaufkosten insgesamt	57
III.3.5 Die Kostenkomponente Abbrand der Brenn- elemente	63
III.3.6 Die Kostenkomponente Zins- und Diskont- satz	64
III.4 Der Einfluß von Anlagenparametern auf die Brenn- stoffkreislaufkosten	
III.4.1 Die Konversionsrate des Reaktors	68
III.4.2 Die Spaltmaterialerstaussstattung	70
IV. Brennstoffkreislaufkosten anderer Kernreaktoranlagen	72
IV.1 Leichtwasserreaktoren mit angereichertem Uran	72
IV.2 Leichtwasserreaktor-Plutonium-Brenner	75
IV.3 Schnelle Brutreaktoren	79

	Seite
V. Brennstoffkreislaufkosten von FDWR und Konkurrenzreaktoren im Vergleich	
V.1 Druckwasserreaktoren und Fortgeschrittene Druckwasserreaktoren	85
V.2 LWR-Plutonium-Brenner und FDWR	87
V.3 Schnelle Brutreaktoren und FDWR	89
VI. Kostenvergleich von FDWR und anderen Kernreaktoren auf der Basis der gesamten Stromgestehungskosten	93
VII. Stromerzeugungskosten in FDWR's und Steinkohlekraftwerken im Vergleich	98
Literatur	102
Anhang	
Tabelle A1: Brennstoffmassenflüsse als Grundlage zur Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten	105
Tabelle A2: Technische Daten über die Brennstoffhandhabung bei der Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten	106
Tabelle A3: Wirtschaftliche Datenbasis für die Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten	107
Tabelle A4: Natururanbedarf alternativer Konverterstrategien	108
Besteuerungsgrundlage für die Brennstoffvermögenswerte	109

I. Einführung

Die energiewirtschaftliche Bedeutung von Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren (FDWR)¹ mit verbesserten Konversionseigenschaften für den Aufbau und die Aufrechterhaltung eines Kernenergiesystems als Teil der bundesdeutschen Energieversorgung wurde schon in mehreren Arbeiten /6,7/ diskutiert. Das besondere Interesse galt dabei jedoch überwiegend den gesamt(volks-)-wirtschaftlichen Kriterien

- langfristige Verfügbarkeit von Spaltstoffen
- langfristige Versorgungssicherheit und Krisenanfälligkeit insbesondere in Zusammenhang mit möglichen Boykottmaßnahmen
- Belastung der Zahlungsbilanz durch zunehmende Devisenabflüsse,

um die wichtigsten Punkte aus diesem Beurteilungsspektrum anzuführen. Bei diesen Analysen hat sich gezeigt, daß mit dem FDWR wesentliche Fortschritte gegenüber dem DWR

1

Die heutigen in Bau und Betrieb befindlichen Leichtwasserreaktoren (LWR's) erreichen bei einer Konversionsrate von $CR = 0.6$ nur einen Brennstoff-Ausnutzungsfaktor von etwa 0.6 % und haben dementsprechend einen Natururanverbrauch von 4220 to U_{NAT} über eine Betriebszeit von 30 Jahren bei einem mittleren Lastfaktor von 70 %. Die Nutzung des künstlichen Spaltstoffs Plutonium aus abgebrannten LWR-Brennelementen in Pu-Rezyklier-LWR's ($CR = 0.7$) vermindert zusammen mit der U235-Rezyklierung diesen Natururanverbrauch um etwa 40 %. Noch geringerer Natururanverbrauch bzw. höhere Brennstoffausnutzung können mit sogenannten Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren (FDWR's) erzielt werden, die, ähnlich wie Schnellbrutreaktoren (SBR's), ausschließlich mit PuO_2/UO_2 -Brennstoff beladen werden und ein engeres Brennstabgitter als heutige DWR's haben /1,2/. Durch diese Maßnahmen ergibt sich ein Neutronenspektrum im Reaktorkern, das bei Verwendung von LWR-Plutonium das Erreichen von Konversionsraten im Bereich von $CR = 0.9$ erwarten läßt /2,3/. Die jährlich notwendige Nachladung an Spaltstoff (Plutonium) beträgt für einen FDWR - wenn das Anfangsinventar von etwa 6 to Pu/GWe einmal aufgebaut ist - dann nur noch etwa 110 kg Pu/GWe a. Wichtige technisch-physikalische und sicherheitsrelevante Fragen des FDWR werden in /3,4/ behandelt /5/.

erzielt werden können und er selbst gegenüber Schnellen Brutreaktoren seine Existenzberechtigung behaupten kann.

In der Bundesrepublik Deutschland wird die Energieversorgung, insbesondere auch die Elektrizitätsversorgung, durch privatwirtschaftlich organisierte Unternehmen gesichert. Sie allein entscheiden über den kommerziellen Bau von Reaktoren und orientieren sich dabei überwiegend an betriebswirtschaftlichen (mikroökonomischen) Auswahlkriterien und an den Gesetzen des Marktes. Das Wort Markt beschreibt dabei das Aufeinandertreffen von Angebot und Nachfrage sowie deren Ausgleich über das Regulativ der Preise. Hauptsächlich aus der Langzeitbetrachtung abgeleitete makroökonomischen Vorteile allein führen darum in einer marktwirtschaftlichen Ordnung nicht zwangsweise und zeitlich beliebig disponierbar zur Markteinführung neuer Technologien, vielmehr müssen sich daraus erst eindeutige betriebswirtschaftliche Kostenvorteile gegenüber konkurrierenden Technologien ableiten lassen. Der oben genannte gesamtwirtschaftliche Kriterienkatalog enthält aber überwiegend Einzelpunkte, die keine direkten Rückwirkungsmechanismen¹ auf die einzelne Unternehmensentscheidung haben und somit nicht in das betriebswirtschaftliche Entscheidungsfeld eingehen²: in diesem Bereich können sich die makroökonomischen Vorteile nicht bzw. nicht rechtzeitig auf die mikroökonomische Entscheidung z. B. eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens auswirken.

Das Hauptziel der weiteren Ausführungen ist es nun, ein betriebswirtschaftliches Entscheidungskriterium, nämlich die Brennstoff-Kostenfrage³, näher zu analysieren. Der

¹ z. B. über Preise

² In der Makroökonomie spricht man in diesem Zusammenhang von dem Problem der "Internalisierung externer Kosten".

³ Wirtschaftlichkeit im engeren Sinne

Schwerpunkt hierbei liegt insbesondere bei den Brennstoffkreislaufkosten als jenem Element aus dem mikroökonomischen Entscheidungskalkül, durch das zumindest ein gesamtwirtschaftlicher Vorteil des FDWR, nämlich die Ressourcenschonung, im mikroökonomischen Entscheidungsraum eines EVU's quantifizierbar und damit auch vergleichbar wird. Zuvor jedoch wird noch einmal kurz auf die rohstoffpolitische Bedeutung dieses Reaktortyps und deren Abhängigkeit von bestimmten Auslegungsparametern hingewiesen. Abschließend wird dann die Konfrontation mit etablierter Druckwasserreakortechnologie und ebenfalls konkurrierender Schnellbrütertechnologie, jetzt aber auf betriebswirtschaftlicher Ebene, Hinweise für Zielwerte ermöglichen, an denen sich die Reaktorauslegung sowie vor- und nachgelagerte Brennstoffkreislaufdienste in Bezug auf Wirtschaftlichkeit orientieren können. Die Einbeziehung von Kapitaldienst und Betriebskosten als weitere Bestandteile der Stromgestehungskosten soll dann dazu beitragen, den ökonomischen Steckbrief einer FDWR-Anlage zu vervollständigen.

II. Ökonomische Anreize der FDWR-Entwicklung

Hintergrund aller Überlegungen zu fortgeschrittenen Reaktorkonzepten ist einerseits das Bewußtsein der begrenzten Vorkommen des natürlichen Spaltmaterials Uran 235 und damit das absehbare Ende einer Energiegewinnung durch Spaltung von Atomkernen, andererseits die Tatsache, daß in gegenwärtiger Leichtwasserreaktor-Technologie mit dem U-235 weniger als ein Prozent des Energieinhalts von Uran (zu über 99% besteht es aus dem nichtspaltbaren U-238) tatsächlich auch genutzt werden kann. Fortschritte in der Reaktortechnologie in Verbindung mit der Schließung des U-Pu-Brennstoffkreislaufs haben damit als makroökonomischen Aspekt den Beitrag zur Schonung der natürlichen Rohstoffe (mit allen eingangs erwähnten politischen und wirtschaftlichen Begleiterscheinungen). Sie eröffnen aber gleichzeitig auch den Elektrizitätsversorgungsunternehmen die Möglichkeit, den Ausnutzungsgrad des gekauften Brennstoffs, falls dies (einzel-) wirtschaftlich interessant ist, zu erhöhen.

II.1 Die Stellung des FDWR unter den fortgeschrittenen Reaktoren unter dem besonderen Aspekt der Ressourcenschonung

Diese Fragestellung wurde schon in früheren Arbeiten im Detail diskutiert. In der Abbildung 1 sind alle zur Beurteilung dieses Aspekts notwendigen Ergebnisse dieser Analysen kurz zusammengefaßt. Die aufgezeigten Relationen sind das Ergebnis einer szenarienhaften Entwicklung eines Kernenergiesystems über einen Zeitraum von etwa einem dreiviertel Jahrhundert, bei einem logistischen Ansteuern von 120 GWe installierter Leistung. Für alle fortgeschrittenen Reaktortypen (thermischer Rezykler, Fortgeschrittener Druckwasserreaktor, Schneller Brüter) wurden dabei vergleichbare Einsatzbedingungen geschaffen. Beurteilungskriterien sind der laufende und integrale Natururanbedarf im Zieljahr 2050¹⁾.

Gegenüber dem Leichtwasserreaktorsystem mit offenem Brennstoffkreislauf (Fall A) können schon Natururaneinsparungen von integral 18%, jährlich etwa 22%, erreicht werden, wenn man die abgebrannten Brennelemente wiederaufarbeitet und nur das zurückgewonnene Uran 235 rezykliert, das Plutonium aber endlagert²⁾ (Fall B).

Geht man nun dazu über, zusätzlich auch das Plutonium zu rezyklieren, so erzielt man als Plutoniumeffekt (bezogen auf Fall B) im

Fall C, wenn man den LWR mit einem LWR-Pu-Burner kombiniert, zusätzliche Einsparungen von 26% (jährlich 30%), wobei ein Marktanteil des Burners von 30% erreicht wird,

²⁾ dies ist eine in der Praxis widersinnige Vorgehensweise und dient nur zur Demonstration des Effekts und zur Abgrenzung von der reinen Plutoniumnutzung

¹⁾ vergl. auch Tabelle A4 im Anhang

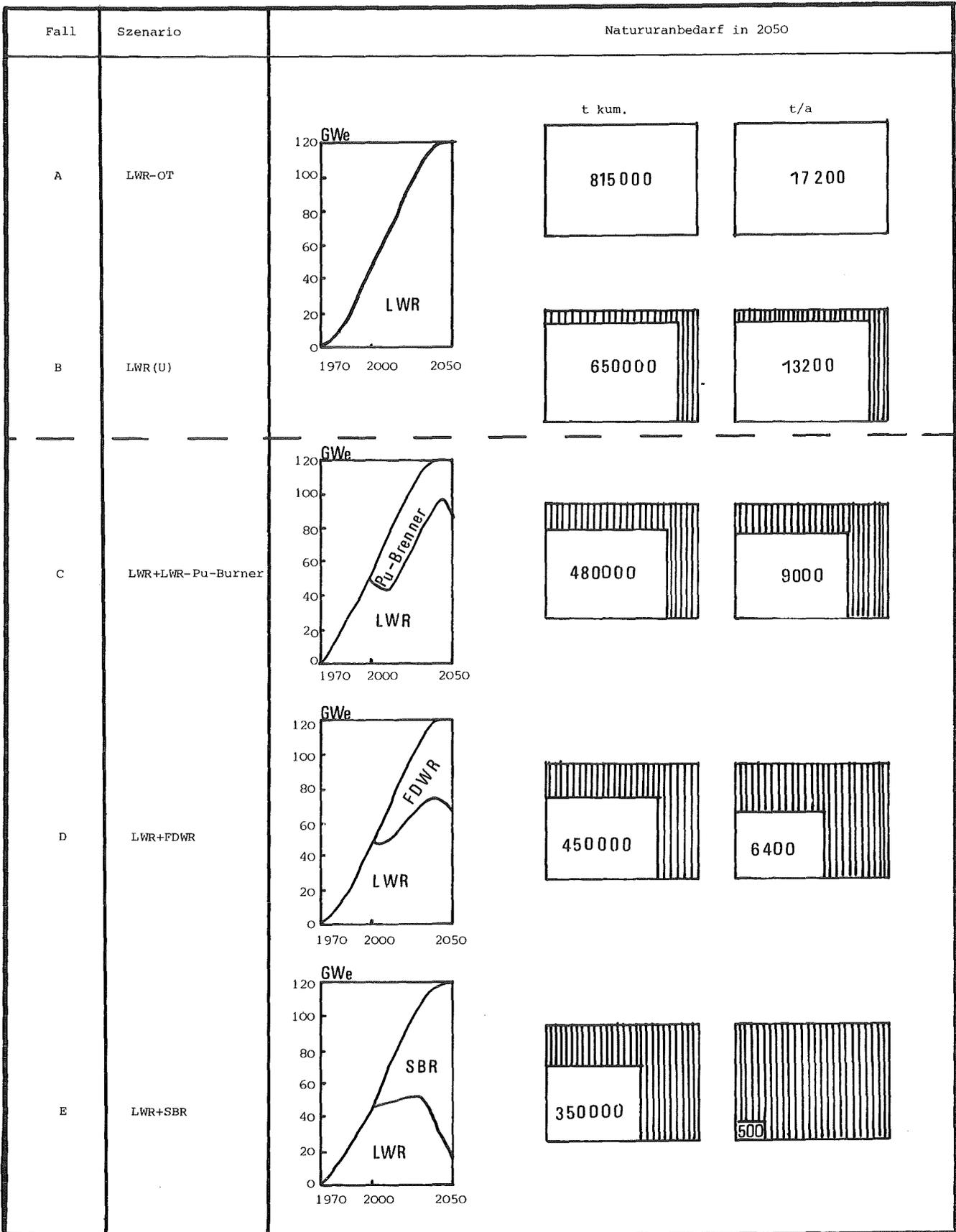


Abb.1: Natururanbedarf und Natururaneinsparungen in alternativen Kernenergieszenarien

Fall D, wenn man den LWR mit dem FDWR ($CR=0.9$) kombiniert, weitere Verbesserungen von 32% (jährlich 52%), bei einem Marktanteil des FDWR von ca. 45%,

Fall E, wenn man den LWR mit einem SBR kombiniert, daß der kumulierte Uranbedarf um weitere 48% sinkt und der jährliche Bedarf gegen Null strebt. Der SBR erreicht einen immer größeren Marktanteil und verdrängt nach und nach den LWR.

Diese Zahlen dokumentieren, daß schon bis zur Mitte des nächsten Jahrhunderts bedeutende Fortschritte in Ressourcenschonung erzielt werden können. Unter den aufgezeigten Konvertersystemen (Fälle B-D) nimmt der Fortgeschrittene Druckwasserreaktor dabei eine Spitzenposition ein. Relativiert wird dieses Ergebnis bei der Konfrontation mit einem brütenden System (Fall E) durch das die Grenzen des FDWR aufgezeigt werden:

Die Konvertereigenschaft des FDWR's ($CR < 1$) erfordert stets eine äußere (fremde) Spaltstoffzufuhr und schließt den Zustand einer Natururanautarkie aus. Ein zukünftiges Reaktorsystem muß daher zwingend aus FDWR's und LWR's¹ bestehen.

Alle angegebenen Einsparquoten sind zeitpunkt- und szenario-gebunden. Insbesondere in den Fällen C bis E sind sie Indikatoren für die realisierbare, erweiterte²⁾ Urannutzung durch Pu-Einsatz im definierten Zeitbereich unter Einbeziehung aller wesentlichen technischen und politischen Einflußgrößen wie Konversionsraten, Spaltstoffinventar, Excorezeit, Verfügbarkeit der Brennstoffkreislaufanlagen etc. Damit sind sie Entwicklungspunkte einer Funktion der Natururanausnutzung auf dem Weg zu deren Maximum, welches durch technisch-physikalische Parameter definiert ist. Man könnte sie deshalb auch als "Realisierungsgrade" dieses Potentials bezeichnen.

¹. Die notwendigen Anteile der LWR's sind Inhalt der Ausführungen im nächsten Abschnitt.

². gegenüber Fall B

II.2 Das erweiterte Natururanausnutzungspotential im LWR+ FDWR-System

II.2.1 Der Idealfall ohne Spaltstoffinventaraufbau

Zur Ableitung des erweiterten Urannutzungspotentials betrachten wir ein Reaktorsystem aus LWR und FDWR im Gleichgewichtszustand. Als Gleichgewicht zwischen beiden Reaktortypen sei hierzu jener Zustand definiert, in dem das Maximum der Relation von Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren zu herkömmlichen Leichtwasserreaktoren erreicht und ein eventuell erforderlicher Inventaraufbau bereits abgeschlossen ist.

Gleichgewichtszustände von (Reaktor-)Systemen sind determiniert durch die Systemeigenschaften, hier insbesondere die reaktorphysikalischen Eigenschaften der Spaltstoffproduktion und des Spaltstoffverbrauchs. Beide können in einer Spaltstoffbilanz einander gegenübergestellt werden. Seien

α : Spaltstoffproduktion eines LWR (kg/GWe·a),

β : Netto-Spaltstoffbedarf eines FDWR (kg/GWe·a),

dann schreibt sich die Spaltstoffbilanz zwischen beiden Systemen wie folgt:

$$\alpha \cdot \text{LWR} - \beta \cdot \text{FDWR} = 0 \quad (1)$$

wobei mit LWR bzw. FDWR die installierten Leistungseinheiten in GWe bezeichnet seien. Eine andere Schreibweise von (1) lautet

$$\alpha \cdot \text{LWR} = \beta \cdot \text{FDWR} \quad (2)$$

woraus wiederum mit

$$\frac{\text{FDWR}}{\text{LWR}} = \frac{\alpha}{\beta} = \text{UNF}^* \quad (3)$$

der Leistungszugewinnfaktor UNF^*

folgt. Bei Vorgabe einer erwünschten Leistung L (GWe) und der Forderung

$$L = \text{LWR} + \text{FDWR} \quad (4)$$

sind die zur Gleichgewichtsbetrachtung notwendigen Systemeigenschaften charakterisiert.

Aus (4) folgt mit (2) die Gleichung

$$\text{LWR} = \frac{L}{1 + \frac{\alpha}{\beta}} \quad (5)$$

Gleichung (5) in (4) eingesetzt ergibt

$$\text{FDWR} = L - \text{LWR} = L - \frac{L}{1 + \frac{\alpha}{\beta}} \quad (6)$$

Setzt man, wie in obigem Beispiel der Abb.1 geschehen, $L=120$ GWe, $\alpha = 160$ kg $\text{Pu}_{\text{fiss}} / 12/$ und $\beta = 110$ kg Pu_{fiss} bei einer Konversionsrate von $0.9 / 8/$, so

$$\begin{array}{rcl} L & = & 120 \\ \text{LWR} & = & 49 \\ \text{FDWR} & = & 71 \end{array}$$

wobei UNF^* den numerischen Wert von 1.46 annimmt.

Da der Leistungszugewinn in FDWR's ohne zusätzlichen Natururaneinsatz erzielt wird, kann der Faktor UNF^* nun als Maximum der zusätzlichen, d.h. über die Nutzungsmöglichkeiten des LWR (U)-Systems¹ hinausgehende, Uranausnutzung des entsprechenden Szenarios bezeichnet werden. Er ist im Idealfall, das zeigt auch schon seine Herleitung, nur eine Funktion der Spaltstoffbilanzparameter α und β ($\text{UNF}^* = f(\alpha, \beta)$) und stellt damit aber auch nur ein Maß für das theoretische Potential dar.

II.2.2 Die Realität mit In- und Excoreinventaren

In der Praxis spielen jedoch noch zwei weitere Parameter eine wesentliche Rolle:

¹ LWR(U): nur U235 Rückführung, kein Plutonium

1. die für jeden nuklearen Reaktor notwendige Erstausrüstung mit Spaltmaterial und
2. die Excorezeit, d.h. die zur Vorbereitung von frischem Brennstoff und zur Nachbehandlung des abgebrannten Brennstoffs erforderliche Zeit, die ein Excoreinventar an Spaltmaterial bindet.

Gleichung (2) muß darum in der Ungleichgewichtsphase (=Systemaufbauphase) realistischerweise geschrieben werden als

$$\alpha \cdot \text{LWR} = \beta \cdot \text{FDWR} + (I_{\text{EX}} + I_{\text{IN}}) \cdot \Delta \text{FDWR} \quad (6)$$

mit I_{IN} : Erstinventar eines FDWR ($t \text{ Pu}_{\text{fiss}}/\text{GWe}$)

I_{EX} : Excoreinventar ($t \text{ Pu}_{\text{fiss}}/\text{GWe}$) als Funktion des Reaktorinventars, der Standzeit und Excorezeit

ΔFDWR : Veränderung der installierten Leistung zwischen zwei Zeitpunkten (GWe)

so daß temporär bei der Ermittlung von UNF der Inventaraufbau zu berücksichtigen ist ($\text{UNF} = f(\alpha, \beta, I_{\text{IN}}, I_{\text{EX}})$). Beide Faktoren, der Inventaraufbau im Reaktor selbst und im zugehörigen Brennstoffkreislauf, sind jedoch nur zeitliche Störglieder in Bezug auf eine verbesserte Urannutzung. Über lange Zeiträume hinweg dämpfen sie den Verbesserungseffekt. ($\Delta \text{FDWR} > 0$), verhalten sich dann für eine bestimmte Zeit neutral ($\Delta \text{FDWR} = 0$), bis sie dann am Ende der Kernenergieära, mehr oder weniger "explosionsartig" das Effektivitätsmaß UNF ansteigen lassen (für $\Delta \text{FDWR} < 0$).

Betrachtet man einmal nur die durch den Inventaraufbau bedingte Störphase, so zeigen die Abbildung 3 im Abschnitt II.4 sowie die Tabellen 1,2 und A4 am Beispiel von Szenario 7, in dem LWR-Pu-Burner mit ca. $2.2 t \text{ Pu}_{\text{fiss}}$ als Erstbelastung und herkömmliche LWR's kombiniert sind, gegenüber den FDWR-Szenarios mit nahezu 3-fachem Spaltstoffinventar temporär

signifikante Unterschiede: Für einen Zeitraum von etwa eineinhalb Jahrzehnten besitzt ersteres deutliche Vorteile. Ausgehend von einer verfügbaren Plutoniummenge zum Zeitpunkt der Einführung von fortgeschrittenen Reaktorsystemen ist deren Plutoniumerstaussstattungsbedarf die primäre Bestimmungsgröße für die installierbaren Leistungseinheiten. Relativ geringeres Inventar führt zu höheren Installationszahlen, kurzfristig können mehr LWR's ersetzt, damit mehr Uran eingespart werden und umgekehrt. Daß dieser Effekt jedoch nur zeitlich begrenzt so deutlich auftritt, liegt an der kompensierenden Wirkung der höheren Konversionsraten des FDWR-Reaktorsystems. Denn über eine Reaktorlebensdauer von 30 Jahren gesehen führt der laufende Spaltstoffminderbedarf des höherkonvertierenden Systems pro GWe installierte Leistung zu Einsparungen in der Größenordnung vom 1 bis 2-fachen des Inventarmehrbedarfs¹⁾ und damit zu kontinuierlichen Verbesserungen der anfänglichen Wettbewerbsnachteile bei entsprechender Spaltstoffinvestition in FDWR-Cores.

Bewegt man sich hingegen bei einem Vergleich allein auf der Ebene der Reaktoren mit höherem Coreinventar, so dokumentieren obige Quellen bei einer Erhöhung desselben um etwa 20 Prozent keine nennenswerten Veränderungen im Uranverbrauch. Diese Aussage ist übertragbar auf die nicht aufgeführten Fälle einer analogen Reduktion sowie die entsprechende Variation bei anderen Konversionsraten. Zusammen mit obiger Aussage zur integralen Neutralität des Einflußparameters SPALTSTOFFINVENTAR verbleiben damit Möglichkeiten offen, anderen Parametern bei einer Auslegungsoptimierung größere Gewichte beizumessen.

1) je nach Konversionsrate des FDWR

II.2.3 Der Einfluß der Konversionsrate

Die Konversionsrate eines Reaktors, also das Verhältnis von eingesetztem Spaltmaterial zu entladenen Spaltmaterial, ist die Haupteinflußgröße für die Uranausnutzung eines Reaktors bzw. Reaktorsystems. Seien mit

S : die Spaltstoffbeladung eines FDWR pro GWe und Jahr

CR : die Konversionsrate dieses Reaktors

bezeichnet. Dann kann β , der Netto-Spaltstoffverbrauch eines FDWR auch als

$$\beta = S(1-CR) \quad (7)$$

geschrieben werden. Gleichung (7), eingesetzt in die Gleichung (1) und (2), führt nun an Stelle der Gleichung (3) zu

$$UNF^* = \frac{FDWR}{LWR} = \frac{\alpha}{S(1-CR)} \quad , \quad (8)$$

woraus erkennbar ist, daß je höher die Konversionsrate CR, desto geringer ist der Nettobedarf des Reaktors an Spaltmaterial β und um so größer ist die Zahl der FDWR's, die von einem LWR versorgt werden können.

In Anlehnung an die Ausführungen des Abschnitts II.2.1 stellt die aus Gleichung (8) ableitbare Maßzahl für den zusätzlichen Leistungsgewinn (UNF)* wiederum das theoretische Potential dar, das für die Praxis und auch bezüglich der zeitlichen Realisierung auf analoge Weise relativiert werden muß.

Sei $S=1100 \text{ kg Pu}_{\text{fiss}}$ pro GWe und Jahr bei einem Lastfaktor von 0.74 /8/.

Dann errechnet sich der Nettospaltstoffverbrauch β eines FDWR bei alternativen Konversionsraten nach (7) zu

Fall	CR	β	UNF*
1	0.85	165 kg Pu _{fiss}	0.97
2	0.90	110 kg Pu _{fiss}	1.46
3	0.95	55 kg Pu _{fiss}	2.91
LWR-Pu-Burner	0.7	333 kg Pu _{fiss}	0.48

womit sich aus Gleichung (8) das maximale Verhältnis von FDWR's/LWR's und damit auch das Maß UNF* für die zusätzlich Uranausnutzung ableitet. Man erkennt deutlich die hohe Bedeutung der Konversionsrate. Beispielsweise führt schon eine Erhöhung der Konversionsrate um 10 Punkte zu einer um den Faktor 3 besseren asymptotischen Rohstoffausnutzung bei fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren.

Es ist trivial, daß Gleichung (8) auch Grundlage für die Aufteilung der installierten Reaktortypen im Gleichgewicht sein muß, denn die Uranausnutzung eines Reaktorsystems ist das Spiegelbild seiner Zusammensetzung mit den entsprechenden Typen. Für eine beliebige Gesamtleistung L beträgt die Aufteilung dann allgemein

Reaktortyp	GWe
LWR	$\frac{L}{1+UNF^*}$
FDWR	$UNF^* \frac{L}{1+UNF^*}$

und bezogen auf ein GWe für unterschiedliche Konversionsraten

CR	UNF*	LWR	fortgeschr. Konverter
0.85	0.97	0.508	0.492
0.90	1.46	0.407	0.593
0.95	2.91	0.256	0.744
LWR-Pu-Burner			
0.70	0.48	0.676	0.324

II.3 Die Uranausnutzung im Zeitverlauf - Eine schematische Darstellung im allgemeinen Fall

Zur Veranschaulichung der zeitlichen Entwicklung der Natururannutzung wird auf Abbildung 2 verwiesen. In schematischer Weise sind in

Teil A: ein Kernenergiezeitalter mit einer Bedarfsobergrenze auf der Basis eines LWR+FDWR-Systems unter der Annahme begrenzter Natururanvorräte (die Verfügbarkeit der Brennstoffkreislaufdienste sei unterstellt), in

Teil B: die zeitliche Entwicklung des spezifischen Uranbedarfs und des Grenznutzens einer jeder zusätzlich eingesetzten Menge an Uran und in

Teil C: der integrale Uranbedarf und die integrale Entwicklung des Nutzungsfaktors für die verfügbare Rohstoffmenge

dargestellt. Die Zeitachsen sind durch folgende sechs Zeitpunkte charakterisiert:

- t_0 : Beginn des Kernenergiezeitalters
- t_1 : Einsatz fortgeschrittener Reaktoren (z.B. FDWR)
- t_2 : Systemgleichgewicht zwischen Leichtwasserreaktoren und forgeschrittenen Reaktoren nach Gleichung (8) stellt sich ein
- t_3 : System gerät aus Rohstoffmangel wieder ins Ungleichgewicht. Der LWR-Aussterbeprozess beginnt. Das Ende der Uran-Ära zeichnet sich ab

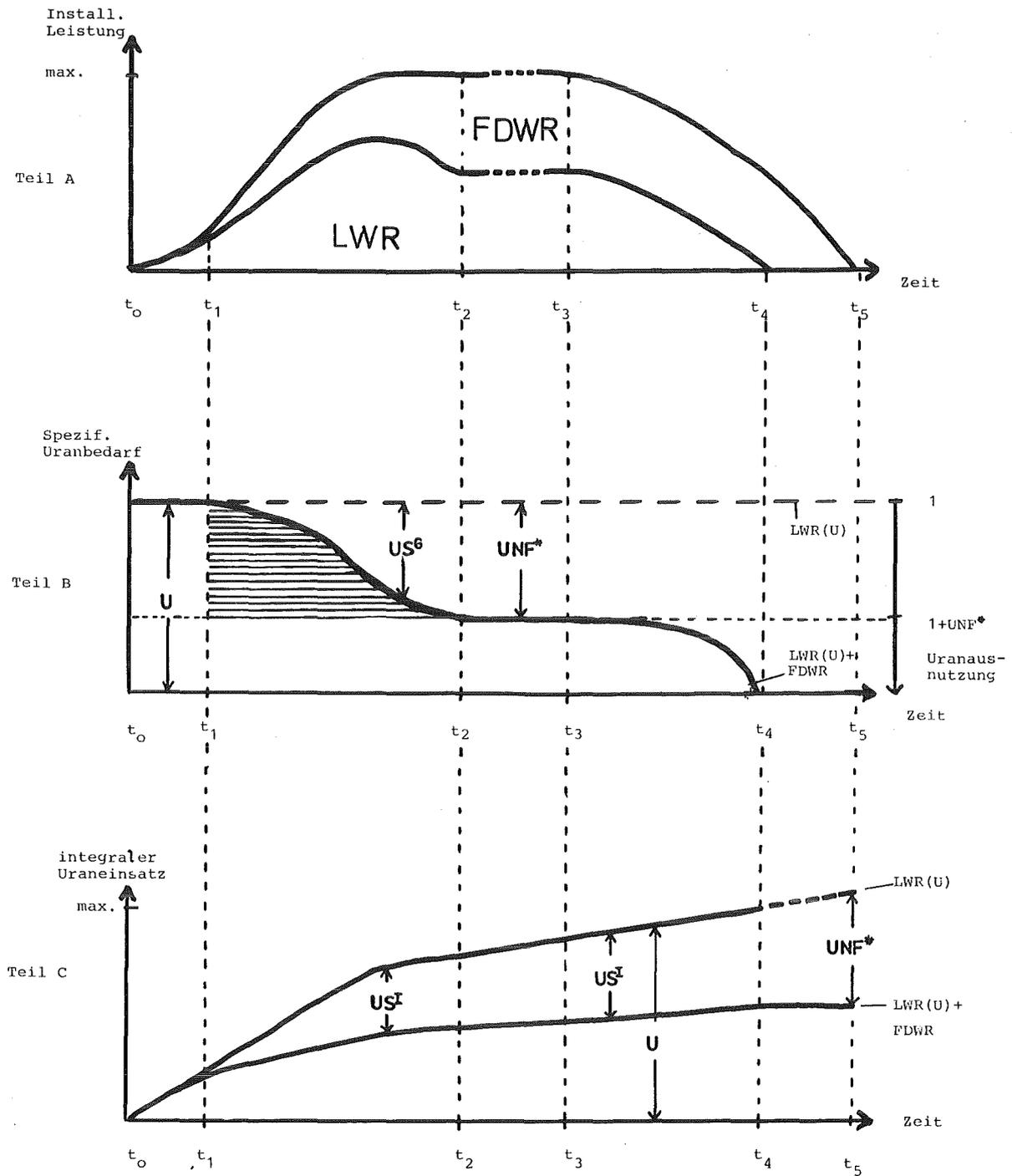


Abb. 2: Schematische Darstellung von Ursache und Entwicklung der Ausnutzungszahlen einer beschränkten Natururanmenge im LWR + FDWR - Reaktorsystem.

- t_0 = Beginn der Kernenergienutzung
- t_1 = Einsatzzeitpunkt des FDWR
- t_2 = Systemgleichgewicht ist erreicht
- t_3 = System Gerät aus Rohstoffmangel wieder ins Ungleichgewicht
Das Ende der Uranära zeichnet sich ab.
- t_4 = Alle Natururanvorräte sind erschöpft: Die LWR sind ausgestorben
- t_5 = Ende des Kernenergiezeitalters

t_4 : Die Natururanvorräte sind aufgebraucht; LWR's sind ausgestorben

t_5 : Ende des Kernenergiezeitalters

Wir definieren nun jene Ausnutzung der natürlichen Kernbrennstoffressourcen, die uns das U235 direkt ermöglicht, als Bezugsgröße (d.h. $UNF=1$) für die durch den Einsatz des spaltbaren Plutoniums zusätzlich gewonnenen Nutzungsmöglichkeiten.

Der Grenznutzen des Urans (vergleiche hierzu Abb.2, Teil B), sei als die Ausnutzung einer jeden zusätzlich eingesetzten Natururanmenge definiert. Dieser kann bis zum Einsatz eines plutoniumverbrennenden fortgeschrittenen Konverters maximal den Wert $UNF^G = 1$ erreichen. Danach wäre theoretisch ein sprunghafter Anstieg um das oben abgeleitete Potential UNF möglich. Tatsächlich jedoch wird diese Entwicklung durch den Inventaraufbau im Reaktor und (als Funktion davon) im Brennstoffkreislauf in der Periode zwischen t_1 und t_2 gebremst. Anfänglich wird der überwiegende Teil des im LWR aus Uran entstehenden künstlichen Spaltstoffs α für das In- und Excore-Inventar in Gleichung (6) aufgebraucht, nur ein verschwindend kleiner Teil wird in Analogie zu Gleichung (3) als UNF^G wirksam. Diese Relation wandelt sich bis zum Zeitpunkt t_2 in ihren Reziprokwert und führt dann mit $\Delta FDWR=0$ zum Gleichgewichtswert $(1+UNF^G)$, der bis zum Erreichen des Zeitpunktes t_3 aufrechterhalten wird. Danach beginnt die Phase, in der sich der eingangs erzwungene Nutzenverzicht (schraffierter Bereich) auf die Rentabilität der gesamten Vorgehensweise positiv auswirkt. Diese Phase ist durch negative Veränderungsraten ($\Delta FDWR$) und als Folge davon, durch eine zusätzliche Plutoniumquelle in Gleichung (6) gekennzeichnet. Da gleichzeitig auch die Anzahl von Leichtwasserreaktoren abnimmt, kann der Nutzungsfaktor UNF^G das durch α und β definierte Maß übersteigen. Der Extremwert des Grenznutzens UNF^G wird in der Periode zwischen t_4 und t_5 erreicht, wenn die LWR's aus Natururanmangel ausgestorben sind und dennoch die fortgeschrittenen Konverter aus ihrem eigenen "Inventarspeicher" heraus noch eine gewisse Zeit lang überleben können. Der entsprechende Verlauf der integralen Ausnutzung einer verfügbaren Natururanmenge wird

in Abb. 2 Teil C skizziert. Es bleibt noch anzumerken, daß ein erforderlicher Spaltmaterialinventaraufbau sich insgesamt zwar, wie eingangs erwähnt, als zeitliches Störglied aber neutral bezüglich der maximalen Höhe von UNF verhält.

II.4 Die Beziehung zwischen Urannutzungspotential und Einsparraten in Kernenergieszenarien

Alle Ergebnisse der vorangegangenen Abschnitte basieren bewußt auf dem unskalierten Zeitbereich, da es das primäre Anliegen dieser Ausführungen war, das Uranausnutzungsmaximum durch fortgeschrittene Konverterreaktoren in der Theorie einmal aufzuzeigen, bevor sie, wie bisher üblich, durch Szenarienannahmen und dem Faktor Zeit bewertet, als deren Realisierungsgrade auf der Zeitskala erscheinen.

Aus den zeitpunktbezogenen, durch den Einsatz von Plutonium erzielbaren Einsparraten von Natururan ¹⁾

$$ZER_t^{G,I} = \frac{\text{Uraneinsparung durch Pu-Einsatz in (bis zum) Zeitpunkt } t \text{ (US}_t^{G,I})}{\text{alternativ notwendige Uranmenge in LWR(U)-Zyklus in (bis zum) Zeitpunkt } t \text{ (U}_t^{G,I})}$$

wie sie eingangs in Abschnitt II.1 angegeben werden, lassen sich die entsprechenden zeitlichen Uranausnutzungskennzahlen (UNF_t) wie folgt berechnen:

$$UNF_t = \frac{ZER_t}{1 - ZER_t} \quad t > t_1 \quad (9)$$

¹ vergleiche Abb. 2

Bezieht man diese zeitlichen Kennzahlen auf das Ausnutzungspotential UNF^* , so erhält man mit dessen Realisierungsgrad R

$$R_t = \frac{UNF_t}{UNF^*} \quad t > t_1 \quad (10)$$

insgesamt brauchbare Maße für Entscheidungsträger bei der Beurteilung von Reaktortypen und Auslegungsparametern. Unter Verwendung von jährlichen Einsparraten ZER_t^G erhält man durch UNF_t^G eine Aussage über die gegenwärtige Grenzausnutzung des laufend eingesetzten Urans, während man für Einsparraten bezogen auf kumulierte Verbrauchswerte ZER_t^I die erzielte integrale Ausnutzungsverbesserung des bisher verbrauchten Urans erhält.

Die Tabellen 1 und 2 zeigen numerische Werte dieser Maße für unterschiedliche Bezugszeitpunkte auf der Basis der zugrunde gelegten Szenarienannahmen.¹⁾ Aufbauend auf Tabelle 1 ist in Abbildung 3 das Maß zur Bewertung der Szenarien untereinander (UNF_t^G) als Funktion der entsprechenden Stichjahre und als Ergänzung hierzu, in Abbildung 4 das Kriterium zur Bewertung der Leistungsfähigkeit des Szenarios selbst (R), dargestellt. Beide Abbildungen sind aufeinander aufbauende Bewertungsgrundlagen in dem Sinne, daß nach dem Relativvergleich mit anderen Szenarien in Abb. 3 die Abb. 4 einen groben Blick in die Zukunft über die zu erwartenden weiteren Entwicklungen gestattet. Indem in ihr aufgezeigt wird, welcher Anteil des eigenen Leistungspotentials zum Erreichen der Resultate in Abb. 3 in Anspruch genommen wird, können aus dem noch nicht ausgeschöpften Potentialanteil Rückschlüsse auf das zukünftig zu erwartende Vergleichsergebnis mit anderen Szenarien gezogen werden. Wenn beispielsweise in Tabelle 1 und Abb. 3 eine zusätzliche Grenzausnutzung des Urans im Stichjahr 2050 von + 85% in Szenario 1 bzw. + 133% in Szenario 4 erreicht wird, so bedeutet dies eindeutige

Die Tabellen 1 und 2 basieren auf den Natururanverbrauchswerten der Tabelle A4 im Anhang

Szenario	Nr.	I	CR	UNF*	2010			2020			2030			2040			2050		
					ZER	UNF ^G	R												
LWR	1	-	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LWR+FDWR	2	6.1	0.85	0.97	0.19	0.24	0.25	0.26	0.35	0.36	0.30	0.43	0.44	0.42	0.73	0.75	0.46	0.85	0.88
LWR+FDWR	3	6.1	0.90	1.46	0.20	0.25	0.17	0.27	0.37	0.25	0.33	0.49	0.34	0.46	0.85	0.58	0.52	1.08	0.74
LWR+FDWR	4	6.1	0.95	2.91	0.21	0.27	0.09	0.30	0.43	0.15	0.36	0.56	0.19	0.50	1.00	0.34	0.57	1.33	0.46
LWR+FDWR	5	6.5	0.95	2.91	0.20	0.25	0.09	0.28	0.39	0.13	0.34	0.52	0.18	0.49	0.96	0.33	0.56	1.27	0.44
LWR+FDWR	6	7.0	0.95	2.91	0.19	0.24	0.08	0.27	0.37	0.12	0.33	0.49	0.17	0.89	0.89	0.31	0.54	1.18	0.41
LWR+LWR Pu-BURNER	7	2.15	0.7	0.49	0.37	0.59	1.23	0.25	0.33	0.69	0.28	0.39	0.81	0.30	0.43	0.90	0.32	0.47	0.98

Tabelle 1: Kennzahlen der in alternativen Szenarien durch Plutonumeinsatz erzielbaren Effekte auf die jährliche Natururanbilanz in Abhängigkeit von der Konversionsrate CR und dem Spaltstoffinventar I [t Pu-fiss]
Wertebereich der Variablen:

$$\text{ZER} \in [0,1] \quad \text{UNF}^G \in [0,\infty] \quad \text{R} \in [0,\infty]$$

Szenario	Nr.	I	CR	UNF*	2010			2020			2030			2040			2050		
					ZER	UNF ^I	R												
LWR	1	-	0.6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LWR+FDWR	2	6.1	0.85	0.97	0.13	0.15	0.16	0.18	0.22	0.23	0.22	0.28	0.29	0.25	0.33	0.34	0.29	0.41	0.42
LWR+FDWR	3	6.1	0.90	1.46	0.14	0.16	0.11	0.19	0.24	0.16	0.23	0.30	0.21	0.27	0.37	0.25	0.31	0.45	0.31
LWR+FDWR	4	6.1	0.95	2.91	0.15	0.18	0.06	0.20	0.25	0.09	0.24	0.32	0.11	0.29	0.41	0.14	0.33	0.49	0.17
LWR+FDWR	5	6.5	0.95	2.91	0.13	0.15	0.05	0.19	0.24	0.08	0.23	0.30	0.10	0.28	0.39	0.13	0.32	0.47	0.16
LWR+FDWR	6	7.0	0.95	2.91	0.12	0.14	0.05	0.18	0.22	0.08	0.22	0.28	0.10	0.27	0.37	0.13	0.31	0.45	0.15
LWR+LWR Pu-BURNER	7	2.15	0.7	0.48	0.18	0.22	0.46	0.22	0.28	0.58	0.24	0.32	0.67	0.25	0.33	0.69	0.26	0.35	0.73

Tabelle 2: Kennzahlen der in alternativen Szenarien durch Plutoniumersatz erzielbaren Effekte auf die kumulierte Natururanbilanz in Abhängigkeit von der Konversionsrate CR und dem Spaltstoffinventar I [t Pu-fiss]
Wertebereich der Variablen:

$$\text{ZER} \in \left[0, \frac{\text{UNF}^I}{1+\text{UNF}^I} \right] \quad \text{UNF}^I \in \left[0, \text{UNF}^* \right] \quad \text{R} \in \left[0, 1 \right]$$

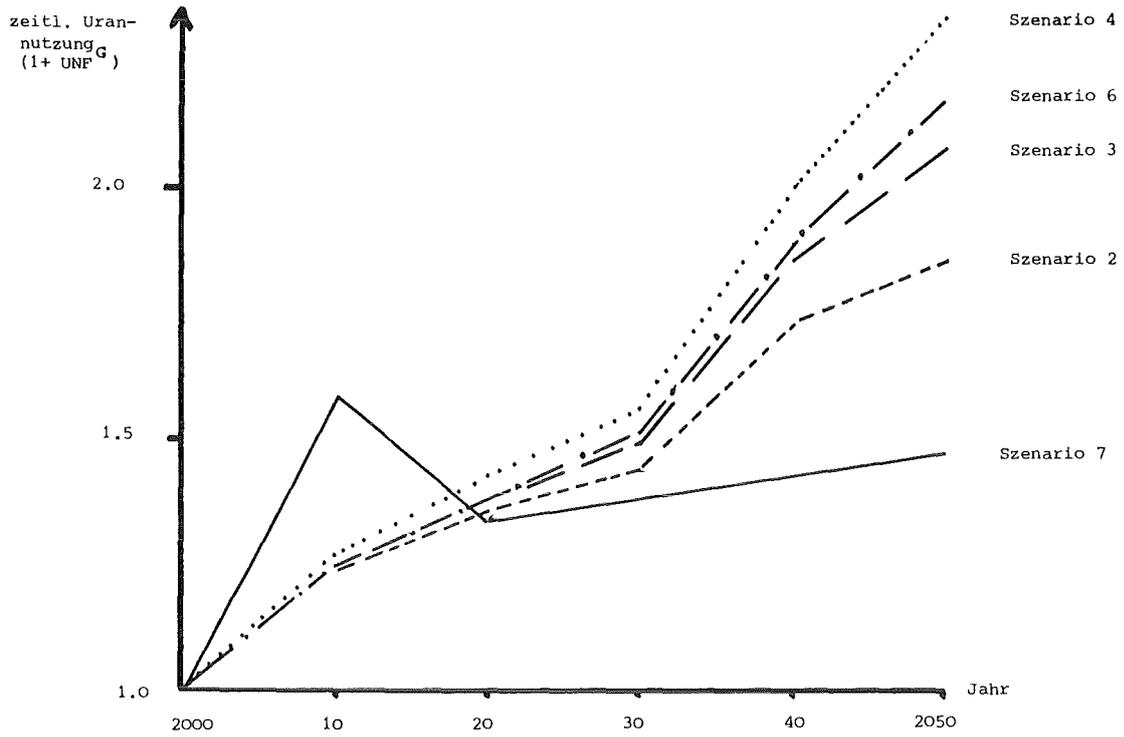


Abb. 3: Zeitliche Entwicklung des Grenznutzens jeder zusätzlich eingesetzten Tonne Natururan in alternativen Konvertersystemen

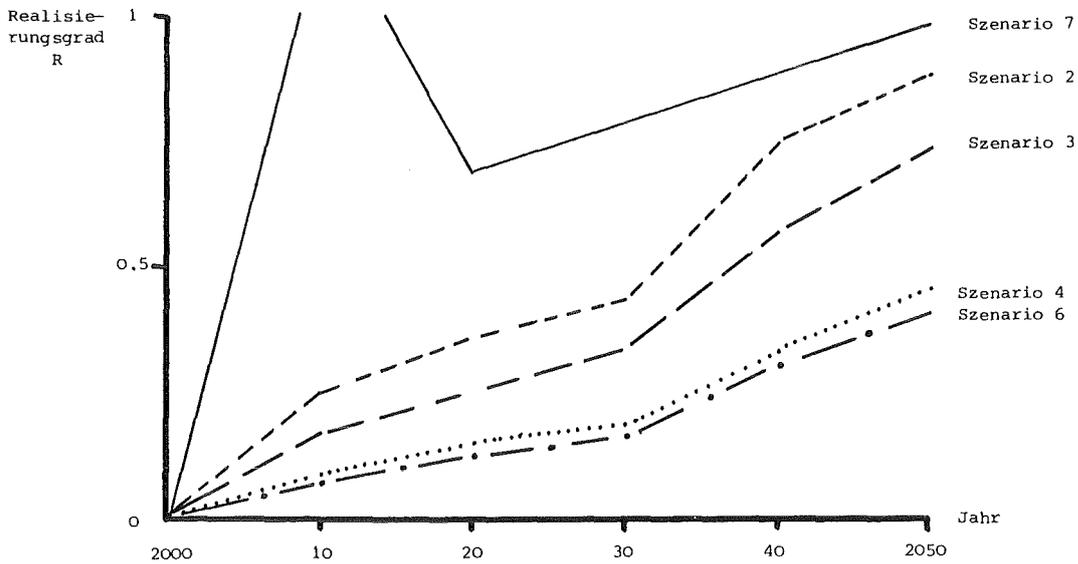


Abb. 4: Zeitliche Entwicklung der Realisierungsgrade bei der Natururanausnutzung in alternativen Konvertersystemen

vorteile für Reaktorsysteme mit höheren Konversionsraten. Unterstützt wird diese Aussage, wenn man ergänzend berücksichtigt, daß in Szenario 4 erst 46% des langfristigen Gleichgewichtswertes, in Fall 2 aber schon 88% erreicht sind. Damit auch in Zukunft mit weiteren, sich vergrößernden Vorteilen für Szenarien mit hohen Konversionsraten zu rechnen ist. Gleiches gilt langfristig auch für den Vergleich mit der Plutoniumrückführung in Leichtwasserreaktoren gegenwärtiger Bauart (Szenario 7). Hier zeigt sich insbesondere, daß Mitte des nächsten Jahrhunderts das langfristige Grenznutzenmaximum schon erreicht ist, allerdings auf dem relativ niedrigen Niveau von + 47%. Weitere Verbesserungen über diesen technisch-physikalisch determinierten Grenzwert hinaus sind erst möglich, dies gilt für alle Szenarien, wenn im Grenzbereich des Kernenergiezeitalters alle herkömmlichen Leichtwasserreaktoren (die Plutoniumquellen des Systems) ausgestorben sind und die fortgeschrittenen Konverter ihr eigenes Inventar parasitär verbrennen¹.

II.5 Der Faktor Zeit in Reaktorsystemen mit fortgeschrittenen Konvertern

In der FDWR-Diskussion wird des öfteren angeführt, daß ein spürbarer Nutzen hochkonvertierender Reaktorsysteme infolge des erforderlichen Spaltstoffinventaraufbaus erst in Bereichen der Zeitskala eintritt, die weit entfernt von der Gegenwart bzw. der Systemeinführung liegen und damit die Einflußmöglichkeiten auf den Uranmarkt in der näheren Zukunft vernachlässigbar gering sind. Diese Aussage ist richtig, solange man sich

1. an der Entwicklung der integralen Ausnutzung des eingesetzten Urans orientiert und
2. auf einer globalen Betrachtungsebene bewegt.

¹ Grenzfall mit $R=\infty$ in Tabelle 1, vgl. auch Abschnitt II.3 im Falle $\Delta FDWR < 0$

Der integrale zeitliche Nutzungsfaktor (UNF^I) wird u.a. auch durch politische Einflußfaktoren determiniert, wenn man sich z.B., was in der Praxis die Regel ist, über Jahrzehnte hinweg auf die ausschließliche Nutzung des Uran 235 beschränkt und damit eine Anhäufung von abgebrannten Uran mit relativ geringer Ausnutzung erzeugt. Es ist einleuchtend, daß man dann nach Einführung fortgeschrittene Systeme unter Bezugnahme auf die insgesamt eingesetzte Natururanmenge längere Zeit eine Gesamtausnutzung erhält, die noch einige Punkte unter den anfänglich infolge des Inventaraufbaus niederen eigentlichen Ausnutzungskennzahlen liegen. Ebenso ist es trivial, daß, wenn man sich auf einer globalen Betrachtungsebene bewegt, jedoch nur bestimmte Regionen die Nutzung fortgeschrittener Konverter zeitlich parallel zubilligt¹, man dann unter Bezugnahme auf den gesamten Natururaneinsatz anfängliche Natururanausnutzungsgrade erhält, die keine Rückschlüsse auf die eigentliche Leistungsfähigkeit der Systeme zulassen.

Zur Beurteilung der Einflußmöglichkeiten auf den Uranmarkt über neue Reaktorsysteme erscheint es sinnvoller, daß man

1. bei der Analyse die nationalen Verhältnisse zugrunde legt, die von Fall zu Fall recht unterschiedlich sind und damit die Bewertung des Analyseergebnisses beeinflussen können und
2. sich überwiegend an der Grenzausnutzung orientiert, die eine zeitpunktbezogene Aussage über die augenblicklichen Verhältnisse im System ermöglicht. Nur die Kenntnis dieser Ausnutzungszahl erlaubt eine Abschätzung der nationalen Flexibilität im Hinblick auf unerwartete Ereignisse auf dem Uranmarkt.

¹ vgl. /9/.

Im Gegensatz zur Tabelle 2 mit integraler Betrachtungsweise zeigen Tabelle 1 und Abb. 3, daß das Inventaraufbauproblem bei FDWRs höchstens während etwa eineinhalb Jahrzehnten aktuell ist. Diese Aussage leitet sich aus dem Vergleich mit dem Alternativreaktorsystem mit thermischen Rezyklirern ab, die ja bekanntlich ein etwa 3-fach geringeres Erstinventar an Spaltstoffen haben¹. Nach dieser Anlaufphase ist selbst für die ungünstigste FDWR-Variante mit CR=0.85 die Ausnutzung einer jeder zusätzlich eingesetzten Tonne Uran stets größer als im Konkurrenzsystem und bewegt sich auch schon in dieser relativ kurzen Anlaufphase mit etwa +20% in Größenordnungen, die nicht mehr mit "vernachlässigbar gering"²⁾ bezeichnet werden können. Innerhalb von etwa 50 Jahren ist immerhin der beachtliche Nutzenzuwachs von bis zu 150% möglich, verbunden mit einer entsprechenden Abnahme der Abhängigkeit vom internationalen Markt für Kernbrennstoffe.

II.6 Urannutzungsgrade - Eine Verbindung zwischen nationalem und individuellem Interesse?

Die vorangehenden Abschnitte sind eine Dokumentation der Leistungsfähigkeit hochkonvertierender Reaktorsysteme unter überwiegend gesamtwirtschaftlichen Gesichtspunkten wie Ressourcenschonung, Deviseneinsparung, höhere Versorgungssicherheit etc. Realisierungschancen haben derartige neue Projekte in unserer Wirtschaftsordnung jedoch nur, wenn die Projektträger (Elektrizitätsversorgungsunternehmen) in absehbarer Zeit Kostenvorteilen gegenüber Alternativprojekten³ erwarten können.

Dies kann jedoch nur geschehen, wenn die monetär bewerteten Nutzungsfaktoren in entsprechender Relation zu den Produktkosten der neuen Projekte stehen, sie sich kostendämpfend auswirken.

¹ Brütende Systeme werden hierbei nicht betrachtet, da kein Zweifel an ihrer dominierenden Stellung besteht.

² vg2. /9/

³ z.B. Leichtwasserreaktoren, Kohlekraftwerke

Es ist nun Aufgabe der folgenden Abschnitte, mit den Brennstoffkreislaufkosten den wichtigsten Teil dieser Produktkosten zu quantifizieren, die Einflußparameter aufzuzeigen und (unter bestimmten Annahmen) mögliche Absolutwerte vorzustellen.

III. Brennstoffkreislaufkosten von fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren

III.1 Methodischer Ansatz

Unter den Brennstoffkreislaufkosten von Kernreaktoren wird jener Anteil der Stromgestehungskosten verstanden, der durch die Versorgung des Kraftwerks mit Brennstoff verursacht wird. Ihre Berechnung gestaltet sich gegenüber fossilen Kraftwerken wesentlich schwieriger, da folgende Besonderheiten auftreten:

1. Der Brennstoff von Kernreaktoren bindet im allgemeinen ein beträchtliches Kapital. Da erst im Verlauf der Standzeit der Brennelemente im Reaktor (i.d. Regel von mehreren Jahren) ein Wertverlust eintritt, kann nicht der gesamte Kapitaleinsatz sofort mit der Beladung als Kostenfaktor angesetzt werden. Vielmehr ist die Wertminderung im Reaktor entsprechend ihrer zeitlichen Realisierung kostenmäßig zu erfassen. Nach der Entladung der Brennelemente ist ein verbleibender Restwert des Brennstoffs kostenmindernd anzusetzen.
2. Der Kernbrennstoff durchläuft mehrere Veredelungsschritte vor seiner eigentlichen Verwendung im Reaktor und macht auch danach weitere Aufwendungen in einem Umfang notwendig, wie er von fossilen Brennstoffen nicht bekannt ist.

3. Zwischen den in einer Kostenanalyse zu erfassenden einzelnen Ausgaben- und Einnahmeströmen im Brennstoffkreislauf können Zeiträume von mehreren Jahren liegen. In dieser Zeit kann kein unmittelbarer Nutzen aus dem eingesetzten Kapital gezogen werden, was den Ansatz von Zinsaufwendungen notwendig macht.

4. Der nuklear Brennstoff stellt nicht nur in der Vorkraftwerksphase einen beträchtlichen Wert dar, sondern er behält auch während seiner Einsatzzeit und in der Nachkraftwerksphase einen nicht zu vernachlässigenden Wert. Die unabdingbare steuerliche Erfassung stellt darum eine weitere Komplizierung des Kostenansatzes dar.

Das grundsätzliche methodische Problem leitet sich aus der Aussage 3 ab. Es besteht in der vergleichenden Gegenüberstellung von Einnahmen und Ausgaben, die zu verschiedenen Zeitpunkten entstehen. Eine einfache Addition dieser Größen ist nicht möglich, da die einzelnen Zahlungsströme unterschiedliche Zeitwertigkeiten aufweisen. Die betriebswirtschaftliche Entscheidungstheorie stellt für derartige Probleme die BARWERTMETHODE zur Verfügung. Dieser dynamische, investitionsrechnerische Ansatz empfiehlt sich insbesondere für den Vergleich von langlebigen Projekten mit stark unterschiedlichen Zahlungsprofilen, weil sämtliche Einnahmen und Ausgaben über die gesamte Projektzeit in die Entscheidung mit einbezogen werden können. Durch Auf- und Abzinsung sowie Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt werden Zahlungsströme mit unterschiedlicher Zeitwertigkeit vergleichbar dargestellt. Dabei werden zeitlich später auftretende Zahlungsvorgänge weniger stark bewertet als jene Zahlungen, die nahe am Bezugszeitpunkt liegen.

Stellt man in diesem Bezugszeitpunkt die Summe zeitlich bewerteter Einnahmeströme (=Einnahmenbarwert) der Summe der zeitlich bewerteten Ausgaben (=Ausgabenbarwert) gegenüber, so ergibt sich eine über die Lebensdauer der Investition konstante Durchschnittsrelation von Einnahmen und Ausgaben. Im Falle der Brennstoffversorgung von Kernkraftwerken kann man auf diese Weise spezifische Durchschnittskosten über die gesamte Kraftwerkslebensdauer ableiten. Dabei ist es aber vom gewählten Ansatz abhängig, ob nominal oder real konstante Werte hergeleitet werden¹. Letztere werden im weiteren Verlauf der Arbeit zugrunde gelegt, da nur durch sie ein eindeutiger Bezug zum Geldwert des Basisjahres existiert und somit die Möglichkeit eröffnet wird, auf der Basis vertrauter Relationen zu entscheiden.

Der methodische Ansatz der Barwertermittlung liegt auch dem formalen Verfahren zugrunde, mit dem in späteren Abschnitten Brennstoffkreislaufkosten ermittelt werden. Dieses Modell macht zwar einige vereinfachende Annahmen in Bezug auf die technisch-physikalischen Randbedingungen des Brennstoffeinsatzes, es hat jedoch den Vorteil, daß es auf alle Reaktortypen anwendbar ist und dennoch alle wichtigen Kosteneinflüsse damit erfaßbar sind. In seiner ursprünglichen Gestaltung ist es darum weniger dazu geeignet, exakte Kostenvorausberechnungen in laufenden Preisen zu liefern, als formal konsistente Vergleiche unterschiedlicher Anlagenarten zu ermöglichen, wie es auch das Ziel dieser Arbeit ist.

Die nachfolgenden Ausführungen dieses Abschnitts beschränken sich auf die Wiedergabe der wichtigsten Modellinformationen. Einzelheiten können dem KfK-Bericht 466², in dem das Modell bereits veröffentlicht ist, bzw. Sekundärliteratur entnommen werden.

¹ vgl. /10/

² vgl. /11/

In die spezifischen, auf die Kilowattstunde (KWh) bezogenen Brennstoffkosten von Kernkraftwerken, gehen folgende Kostenkomponenten ein:

1. Kosten für den frisch eingesetzten, fertig fabrizierten Brennstoff
2. Erlöse aus dem verbleibenden Wert des abgebrannten und aufgearbeiteten Brennstoffs
3. Zinsen und Steuern während der Standzeit des Brennstoffes im Reaktor sowie während der Fabrikations-, Transport-, Abklingung- und Wiederaufarbeitungszeit
4. Abschreibungen des Wertverlustes während der Standzeit und für geringere Ausnutzung des Brennstoffs im ersten und letzten Core während der Kraftwerkslebensdauer

Bei der Herleitung geht man zunächst davon aus, daß jeder Reaktor mit Teilladungen (TL) beschickt wird, und daß bei jeder Beschickung nach Ablauf einer bestimmten Betriebszeit τ eine andere, früher eingeladene Teilladung, entnommen wird. Die Bereitstellung jeder Teilladung wiederum verursacht Kosten (und eventuell auch Erlöse aus dem verbleibenden Brennstoff). Andererseits kann jeder Teilbeschickung ein gewisser Anteil an der Energieproduktion (d.h. den Erlösen aus den Elektrizitätsverkäufen) zugeordnet werden. Aus der Gegenüberstellung von Kosten und Erlösen über die gesamte Nutzungsdauer des Kraftwerks ergeben sich dann die durchschnittlichen, spezifischen Brennstoffkreislaufkosten.

Die allgemeine Darstellung des Kostenansatzes für den frischen, in den Reaktor einsetzbaren Brennstoff lautet:

$$K_{OV} = \sum_S m^S K_{OV}^S + K_{FV} \quad (\text{DM/TL}) \quad (11)$$

mit

K_{OV} (DM/TL)	Kosten der Teilladung v
K_{OV}^S (DM/TL)	Kosten für Spalt- und Brutstoff der Teilladung v für den Stoff S
m^S (l)	Mehrbedarfsfaktor für Berücksichtigung von Fabrikationsverlusten des Stoffes S
K_{FV} (DM/TL)	Sonstige Materialkosten, Konversions- und Fabrikationskosten und Transportkosten für die Teilladung v

In ähnlicher Weise ergibt sich der Ansatz der Erlöse für den verbleibenden Wert:

$$K_{lv} = \sum_s v^S \cdot K_{lv}^S - K_{wv} \quad (\text{DM/TL}) \quad (12)$$

mit

K_{lv} (DM/TL)	Erlös für die Teilladung v
K_{lv}^S (DM/TL)	Wert des Stoffes S in der abgebrannten Teilladung v
v^S (l)	Verlustfaktor für die Berücksichtigung von Aufarbeitungsverlusten des Stoffes S
K_{wv} (DM/TL)	Wiederaufarbeitungskosten einschließlich Transport und Rekonversion für die Teilladung v

Diese beiden Kostenansätze müssen, in Anlehnung an die einleitenden Bemerkungen 3 und 4, um die Zins- und Steuerkomponenten, ergänzt werden.

Die Zinsen und Steuern für den frischen Brennstoff werden auf den Einsatzzeitpunkt im Reaktor bezogen. Formel (11) muß erweitert werden zu

$$K_{OV}^* = K_{OV} \cdot \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{\delta_F} \cdot \left(1 + \frac{S}{100} \left(\delta_F + \frac{1}{2} \delta_R\right)\right) \quad (\text{DM/TL}) \quad (13)$$

mit

δ_F (a)	Fabrikationszeit
δ_R (a)	Reaktorstandzeit
R(%/a)	Zinssatz
S(%/a)	Steuersatz

Analog hierzu verändert sich die Formel (12) durch die Bezugnahme auf den Entladezeitpunkt und die Steuern zu

$$K_{1V}^* = K_{1V} \cdot \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{-\delta_W} \cdot \left(1 - \frac{S}{100} \left(\delta_W + \frac{1}{2} \delta_R\right)\right) \quad (\text{DM/TL}) \quad (14)$$

mit

δ_W (a)	Wiederaufarbeitungszeit
----------------	-------------------------

Die erste vereinfachende Annahme (A1) bezieht sich auf die Zahlungszeitpunkte in (13) und (14). Es wird davon ausgegangen, daß alle für die einzelnen Veredlungsschritte des Brennstoffs anfallenden Zahlungen im ersten Teil des Brennstoffkreislaufs zu einem Zeitpunkt (δ_F) fällig werden. Entsprechendes gilt für den rückwärtigen Teil des Kreislaufs (δ_W)¹. Dann ist $K_{OV}^* \cdot \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{\delta_F}$ einfach der Barwert des Brennstoffs zum Ein-

¹ Selbstverständlich könnte bei genauer Kenntnis der Zahlungsvorgänge detailliertere Berechnungen durchgeführt werden. Für die Zwecke dieser Analyse kann jedoch der Fehler in Kauf genommen werden, der durch die Fixierung der Zahlungen zu Beginn der Fabrikation und am Ende der Wiederaufarbeitung entsteht.

satzzeitpunkt, $K_{1V}^* \cdot (1 + \frac{R}{100})^{-\delta_W}$ der Barwert der Zahlungsströme aus der Nachreaktorphase zum Entnahmezeitpunkt.

Eine zweite Vereinfachung (A2) bezieht sich auf die Ermittlung der Besteuerungsgrundlage. Man nimmt an, daß die Wertabnahme einer Kernladung während der Standzeit linear erfolgt.

Dann läßt sich die Zusammensetzung des Steuerfaktors $(1 + \frac{S}{100} (\delta_F + \frac{1}{2} \delta_R))$ leicht aus Abbildung 5 ableiten.

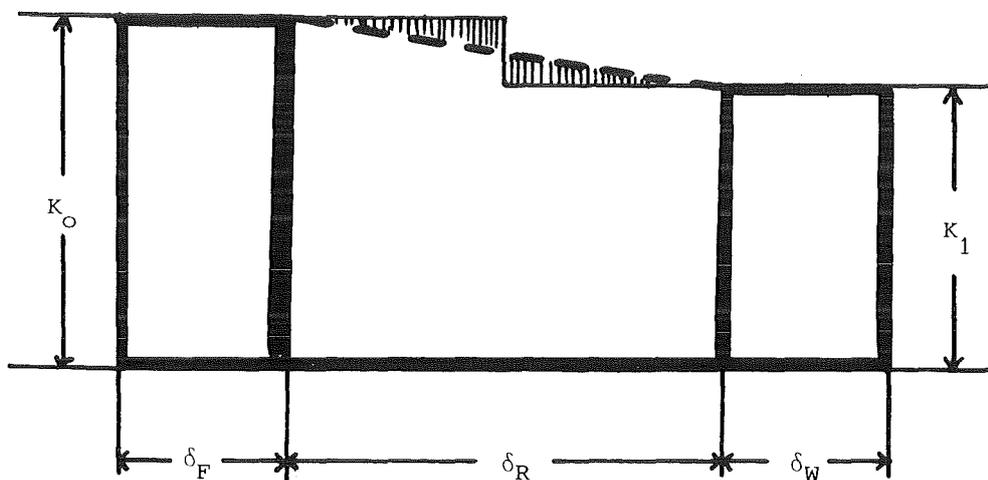


Abb.5 Verlauf des Brennstoffwertes für die Berücksichtigung des Steueranteils

Zur gemeinsamen Betrachtung aller Teilladungen über die Reaktornutzungsdauer legt man folgendes Beladeschema zugrunde: Zum Startzeitpunkt des Reaktors werden als Erstcore Z Teilladungen eingesetzt. Nach einem Zeitschritt τ wird eine Teilladung entnommen und eine neue Teilladung nachgefüllt. Dieser Vorgang wird $N-1$ mal durchgeführt. Am Betriebsende LD werden wiederum Z Teilladungen entnommen.

Zwei weitere Annahmen führen nun zu einer wesentlichen Vereinfachung des Rechenablaufs und Rechenumfangs:

- A3. Die Zeitschritte der Beladung sind über die Anlagenlebensdauer gleich. Lediglich der erste Zeitschritt ist um die Entladeverzögerung Δ beim Anfahren des Reaktors verlängert.
- A4. Alle Größen, die zur Kostenberechnung der Teilladungen und zur Berechnung der Stromerzeugungskosten aus den Teilladungen dienen, seien über die Anlagenlebensdauer konstant. Damit brauchen die einzelnen Teilladungen v nicht unterschieden zu werden.

Um auch die unterschiedlichen Zeitwertigkeiten der Kosten für die einzelnen Teilladungen zu eliminieren, bildet man deren auf den Startzeitpunkt bezogenen Barwerte.

Für das Erstcore entstehen folgende Kosten

$$K_{E}^{*} = \rho \cdot Z \cdot K_{OE}^{*} \quad (\text{DM}) \quad (15)$$

mit

ρ (1) Reservefaktor zur Berücksichtigung der ständigen Brennstoffreserve

Z (1) Anzahl der Teilladungen

K_{OE}^{*} (DM) Kosten der Erstcoreteilladung zum Startzeitpunkt

Als Erlöse aus dem Endcore können, wiederum bezogen auf den Startzeitpunkt, als weitere Zahlungsströme verbucht werden:

$$K_S^* = \sigma \cdot z \cdot K_{1S}^* \cdot \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{-LD} \quad (\text{DM}) \quad (16)$$

mit

$\sigma(1)$ Faktor zur Berücksichtigung des Erlöses aus den Reserveelementen
 K_{1S}^* (DM) Erlös (bzw. zusätzliche Kosten) für jede End-coreteilladung

Die gesamten laufenden Kosten K_G^* für die $N-1$ Teilladungen ergeben sich aus der Summe der Barwerte der Kostendifferenzen $K_{OL}^* - K_{1L}^*$, da zu jedem Be- und Entladezeitpunkt je eine Teilladung entnommen und nachgefüllt wird.

$$K_G^* = (K_{OL}^* - K_{1L}^*) \cdot \sum_{v=1}^{N-1} \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{-\Delta - v\tau} \quad (\text{DM}) \quad (17)$$

Mit $N = \frac{LD}{\tau}$, $\tau = \frac{\delta_R}{z}$ und $q = \left(1 + \frac{R}{100}\right)$ folgt

$$K_G^* = (K_{OL}^* - K_{1L}^*) \cdot q^{-\Delta} \cdot \frac{q^{-\frac{\delta_R}{z}} - q^{-LD}}{1 - q^{-\frac{\delta_R}{z}}} \quad (\text{DM}) \quad (18)$$

Gleichung (15), (16) und (18) zusammengefaßt ergeben die gesamten Brennstoffkosten über die Lebensdauer des Kraftwerks, barwertmäßig auf den Startzeitpunkt bezogen.

$$\begin{aligned} K_{BR}^* &= K_E^* + K_G^* - K_S^* \quad (\text{DM}) \\ &= z \left[\rho \cdot K_{OE}^* - \sigma \cdot K_{1S}^* \cdot q^{-LD} \right] + \\ &\quad + (K_{OL}^* - K_{1L}^*) \cdot q^{-\Delta} \cdot \frac{q^{-\frac{\delta_R}{z}} - q^{-LD}}{1 - q^{-\frac{\delta_R}{z}}} \quad (\text{DM}) \quad (19) \end{aligned}$$

Im nächsten Schritt ermittelt man die gesamten Erlöse, die aus dem eingesetzten Brennstoff über die Reaktorlebensdauer zu erzielen sind:

Während eines Zeitschrittes $\tau = \frac{\delta_R}{Z}$ erzeugt das Kraftwerk

$$e_v = P_e \cdot 8760 \cdot \kappa \cdot \frac{\delta_R}{Z} \quad (\text{KWh}) \quad (20)$$

mit $\kappa(1)$ Lastfaktor
 P_e (KWe) elektrische Nettoleistung

Kilowattstunden Elektrizität. Seien

k_{Br} (DPF/KWh) die noch zu bestimmenden mittleren spezifischen Brennstoffkosten,

dann können als Erlöse für den Zeitschritt τ

$$E_v = k_{Br} \cdot e_v \quad (\text{DPF}) \quad (21)$$

verbucht werden. Über die Kraftwerkslebensdauer von N Zeitschritte ergibt sich ein Gesamterlös von

$$E = k_{Br} \cdot \sum_{v=1}^N e_v \quad (\text{DPF}) \quad (22)$$

Zur Eliminierung der unterschiedlichen Zeitwertigkeiten der Einzelerlöse werden sie wiederum barwertmäßig auf einen Bezugszeitpunkt (hier: Startzeitpunkt des Kraftwerks) diskontiert.

$$E^* = k_{Br} \cdot \sum_{v=1}^N e_v q^{-\Delta - v\tau} \quad (\text{DPF}) \quad (23)$$

Aufgrund der Annahme A4 ist $e_v = e$ (für alle $v=1 \dots N$) und

$$E^* = k_{Br} \cdot e \cdot \sum_{v=1}^N q^{-\Delta - v\tau} \quad (\text{DPF}) \quad (24)$$

Über einige Zwischenschritte erhält man schließlich als Gesamterlös

$$E^* = k_{Br} \cdot e \cdot \frac{Z}{\delta_R} \cdot q^{-\Delta} \cdot \frac{1 - q^{-LD}}{R} \quad (\text{DPF}) \quad (25)$$

Mit der Forderung Gesamterlös E^* gleich Gesamtkosten K_{Br}^* kann man dann aus den Gleichungen (19), (20), (25) und der Umrechnung von DM in DPF die mittleren spezifischen Brennstoffkosten berechnen.

$$k_{Br} = \frac{R \cdot q^{+\Delta}}{P_e \cdot 8760 \cdot K \cdot (1 - q^{-LD})} \cdot \left[Z (\delta \cdot K_{OL}^* - \delta \cdot K_{1s}^* \cdot q^{-LD}) + (K_{OL}^* - K_{1L}^*) \cdot q^{-\Delta} \cdot \frac{\frac{-\delta_R}{q^Z - q^{-LD}}}{\frac{-\delta_R}{1 - q^Z}} \right] \quad (\text{DPF/KWh}) \quad (26)$$

Da es gebräuchlicher ist, sämtliche Kosten aus dem Brennstoffkreislauf auf ein Kilogramm Brennstoff zu beziehen, wird mit

$$k = \frac{K}{G_{TL}} \quad (\text{DM/kg}) \quad (27a)$$

$$P_e = \eta \cdot r \cdot z \cdot \bar{G}_{TL} \quad (\text{KWe}) \quad (27b)$$

$$r = \frac{a}{365 \cdot \kappa \cdot \delta_R} \quad (\text{KW}_{th}/\text{kg}) \quad (27c)$$

mit G_{TL} (kg) Masse einer Teilladung

η (1) dem Anlagenwirkungsgrad

z (1) Teilladungszahl

r (KW_{th}/kg) der spezifischen thermischen Leistung des Brennstoffs

a (MWd/t) dem Abbrand

sowie unter der Annahme (A5) $\delta = \sigma$ und $q^{\Delta}=1$ aus Formel (26) die endgültige Darstellung.

$$k_{Br} = \frac{R \cdot \delta_R}{24 \cdot \eta \cdot a \left(1 - \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{-LD}\right)} \left[\rho \left[k_{OE}^* - k^* \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{-LD} \right] + \frac{(k_{OL}^* - k_{1L}^*)}{z} \frac{1 + \frac{R}{100} \frac{-\delta_R}{z} - \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{-LD}}{1 - \left(1 + \frac{R}{100}\right)^{-\frac{\delta_R}{z}}} \right] \quad (\text{DPF/kWh}) \quad (28)$$

III.2 Anmerkungen zur Datenbasis

Die Durchführung von Brennstoffkreislaufkostenberechnungen nach Formel (28) des vorangehenden Abschnitts erfordert, und dies läßt sich aus ihrer Herleitung entnehmen, vorab eine Verknüpfung unterschiedlicher Datenbereiche. Von der Physik bestimmte spezifische Brennstoffmassenflüsse sind durch technische Randbedingungen zu relativieren und mit ökonomischen Größen zu bewerten.

Im Anhang zu dieser Arbeit sind für den FDWR als Referenzreakortyp dieser Studie sowie (zu Vergleichszwecken) für konkurrierende Reaktoranlagen

- die Brennstoffmassenflüsse in der Tabelle A.1,
 - die technisch-organisatorischen Randbedingungen in der Tabelle A.2 und
 - die ökonomischen Eingangsparameter in der Tabelle A.3
- aufgeführt.

Da in die Brennstoffkreislaufkostenberechnung nach obigem Verfahren alle Aufwendungen und Erträge während der gesamten Nutzungsdauer der Anlage eingehen, müssen in der Regel auch die Entwicklungen der realen Kostengüterpreise ¹ über diesen Bezugszeitraum in den Berechnungen berücksichtigt werden. Hierzu wäre es notwendig, eine detaillierte Analyse der zukünftigen Entwicklung auf den relevanten Märkten durchzuführen und diese Zukunftserwartung in Eskalationsfaktoren zu quantifizieren. In Bezug auf den konventionellen Druckwasserreaktor erscheint eine derartige Vorgehensweise aufgrund der gesammelten Erfahrungen und gewonnenen Erkenntnissen noch durchführbar und vertretbar, beim FDWR und den anderen Reaktorkonzepten jedoch lassen die vielen verbliebenen physikalischen, technischen

¹ Preisentwicklungen, die ihre Ursache nicht in der allgemeinen Geldentwertung haben, sondern die durch Knappheitssituationen aus wirtschaftlichen, technischen und politischen Gründen entstehen.

und politischen Ungewißheiten und Unsicherheiten im Bereich des Reaktors und des zugehörigen Brennstoffkreislaufs derartige Abbildungen in jährliche Veränderungsdaten zu rein hypothetischen Fortschreibungen von heute vermuteten, im besten Falle aus Forschungsanlagen abgeleiteten Zahlen werden. Allein deshalb kann es nicht Ziel dieser Arbeit sein, Prognosen der Brennstoffkreislaufkosten von FDWR und anderen fortgeschrittenen Reaktoren zu erstellen. Darüber hinaus ist auch der Zeitpunkt ihrer kommerziellen Reife in den meisten Fällen höchst ungewiß, so daß die hypothetische Fixierung eines Einführungszeitpunktes bei Bezugnahme auf einen Vergleichsreakortyp leicht zu Verfälschungen des Ergebnisprofils insbesondere im Zusammenhang mit den oben erwähnten quantifizierten Zukunftserwartungen führen kann.

In dieser Studie werden deshalb alle Reaktortypen zeitlich so behandelt, als ob sie heute kommerziell verfügbar wären und es wird generell auf über die allgemeine Geldentwertung hinausgehende Eskalation der Eingangskostenarten während der Reaktorlebensdauer verzichtet. Die zeitliche Gleichstellung mit den gegenwärtigen Leichtwasserreaktoren hat im wesentlichen nur Einfluß auf die zugrunde zu legenden Kosten von Natururan, da erwartet werden muß, daß sich diese auch schon mittelfristig real erhöhen können. Bei den Fabrikations- und Anreicherungskosten der LWRs ist dagegen aufgrund der ausgereiften Technik und vorhandenen Kapazitäten nicht mehr mit realen Verteuerungen zu rechnen. Dies gilt nicht für die Wiederaufarbeitung von abgebrannten LWR-Brennelementen, für die bezüglich der Kosten nahezu gleiche Unsicherheiten bestehen wie bei den vorgeschrittenen Reaktoren. Das Problem der realen Verteuerung von Gütern und Dienstleistungen aus dem Brennstoffkreislauf wird dann so behandelt, daß für die wichtigsten Einflußgrößen Parameterfelder definiert und anhand von Sensitivitätsrechnungen Ergebnisintervalle erzeugt werden, die eine Vielzahl der möglichen Para-

meterkombinationen abdecken. Durch die geeignete Zusammenfassung mehrerer Parameter entstehen dann für jeden Anlagentyp geometrische Ergebnisgebilde, die eine typenübergreifende Beurteilungsperspektive erlauben und über die entsprechenden Einflußparameter Rückschlüsse auf (zur Erreichung eines bestimmten Ziels) notwendige oder erwünschte Entwicklungsansätze der einzelnen Reaktoranlagen möglich machen. Indem es dem Leser überlassen bleibt, seine Zukunftserwartungen innerhalb der Parameterintervalle selbst zu quantifizieren, werden hiermit die Grundlagen für einen möglichst objektiven Reaktorsystemvergleich bereitgestellt.

III. 3 Ergebnisse

Die Ergebnisse der Kostenberechnung nach Formel (28) sind für den FDWR in den Abbildungen 6 bis 13 in Abhängigkeit der Hauptparameter zusammengestellt. Alle ausgewiesenen Werte sind finanzmathematische Durchschnittskosten in Geldwert des Jahres 1981.

Innerhalb des im vorigen Abschnitt erwähnten Parameterfeldes der Hauptkostenkomponenten ermittelt sich für die Brennstoffkreislaufkosten eines FDWR ein Minimalwert von 3 PF/KWh, für die ungünstige Parameterkonstellation können die Kosten jedoch auf knapp 9 PF/KWh anwachsen¹⁾. Alle übrigen Einflußgrößenkombinationen liegen zwischen diesen beiden Extremwerten.

Wenn in den folgenden Abschnitten einzelne Kostenkomponenten der Brennstoffkreislaufkosten behandelt werden, so sind die ihnen zugeordneten Zahlen als Gesamtkosten-

1) vlg. hierzu die Abbildungen 7, 9 und 13

beitrag des entsprechenden Teilbereichs zu verstehen, in die die zurechenbaren Finanzierungs- und Steuerkosten schon einbezogen sind.

III.3.1 Die Kostenkomponente Spaltmaterial

Die zu berechnenden Kosten für das Spaltmaterial werden durch das Spaltstoffinventar des Reaktors, dessen laufenden Spaltstoffbedarf, dem Brennstoffpreis sowie den Brennstoffenergieerlösen nach Wiederaufarbeitung bestimmen.

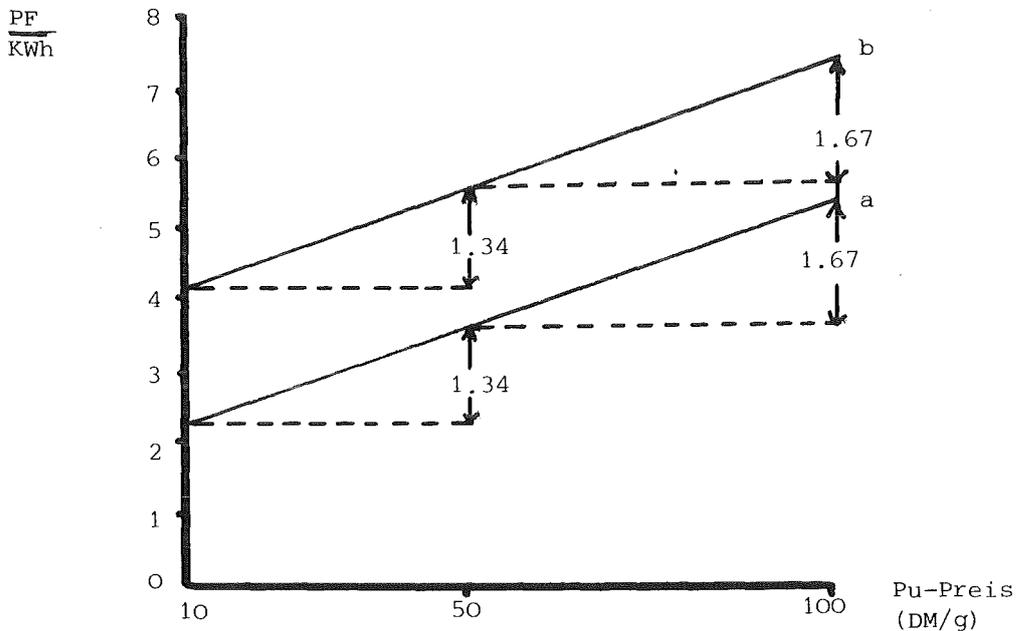


Abb.6: Entwicklung der Brennstoffzykluskosten bei Veränderung des Plutoniumpreises (Brennelementfabrikation 3000 DM/kg (a) bzw. 7000 DM/kg (b), WA 2000 DM/kg, Excorezeit 2 Jahre)

Die Abbildung 6 zeigt den Verlauf der Brennstoffkreislaufkosten bei Variation der zugrunde liegenden Spaltstoffkosten. Eine erste graphische Analyse¹⁾ über die Auswirkungen von Plutoniumpreisänderungen führt zu folgendem Sensitivitätskoeffizienten für die Brennstoffzykluskosten (BZK):

$$(29) \quad \Delta \text{BZK}_{\text{Pu}}^{2a} \approx \frac{0.33 \text{ PF/KWh}}{10 \text{ DM/g Pu}}$$

Bei einer Bewertung dieser Kostenänderungsangabe ist jedoch zu beachten, daß es sich hierbei um die tatsächlich zu berechnenden Kosten handelt, die sich aus der Zusammenfassung zweier konträrer Kostenänderungskoeffizienten ergeben. Die anzusetzenden Brennstoffkosten müssen

- die Kosten für den frischen Brennstoff aus dem "Head-End"²⁾ des Brennstoffkreislaufs (incl. Zinsen und Steuern) und
- die Erlöse für den nach der Entladung aus dem Reaktor wiederverwendbaren Brennstoff (abzüglich Zinsen und Steuern)

berücksichtigen. Im Strukturdiagramm der Brennstoffkreislaufkosten sind diese beiden Einflußfaktoren erkennbar und auch quantifizierbar.

-
- 1) Die allgemeine Formel entsteht aus Gleichung (28) indem die nicht relevanten Kostenkomponenten gleich Null gesetzt werden.
 - 2) Dem Einsatz der Brennelemente in dem Reaktor vorausgehende Verfahrensschritte

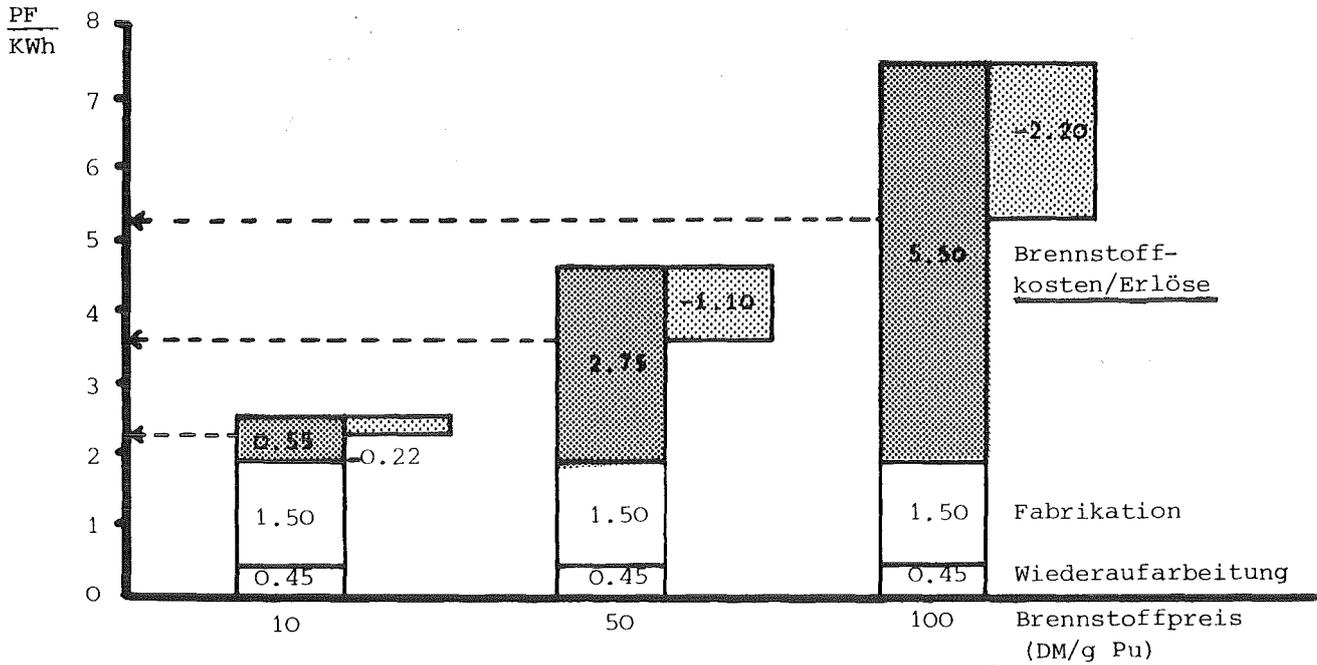


Abb. 6a: Durchschnittliche Brennstoffkreislaufkosten bei unterschiedlichen Brennstoffpreisen (BE-Fabrikation 3000 DM/kg, WA 2000 DM/kg, Abbrand 50 000 KWd/t, t_{ex}^1 2 Jahre)

Der Sensitivitätskoeffizient für die Brennstoffkosten setzt sich hiermit zusammen aus

$$(30) \quad \Delta BZK_{Pu}^{2a} \approx \frac{0.55 \text{ PF/KWh}}{10 \text{ DM/g Pu}} + \frac{-0.22 \text{ PF/KWh}}{10 \text{ DM/g Pu}}$$

1) t_{ex} = Excorezeit

Die Höhe der zu berücksichtigenden Brennstoffenerlöse ist jedoch abhängig von ihrem Fälligkeitszeitpunkt. Nach der Entladung aus dem Reaktor stellt der noch vorhandene Brennstoff während der Abbildungs-, Transport- und Wiederaufarbeitungsphase gebundenes, nicht arbeitendes Kapital und Vermögen (im steuerrechtlichen Sinne) dar, für das Zinskosten und Steuern zu berechnen sind. Diese Kosten schmälern letztlich die anzusetzenden Erlöse. Derartige Zeiteinflüsse auf den obigen zweiten Term der Kostenänderungsformel werden im Abschnitt III.3.4 weiter analysiert.

III.3.2 Die Kostenkomponente Brennelementfertigung

Neben den Kosten für das Spaltmaterial spielen die Brennelementherstellungskosten im ersten Teil des Brennstoffkreislaufs eine dominierende Rolle. In Abb. 7 sind u.a. die Brennstoffzykluskosten bei alternativen Fertigungskosten eingezeichnet. Man erkennt, daß eine Veränderung dieser Fabrikationskosten eine proportionale Änderung in den Brennstoffkreislaufkosten bewirkt. Zur Quantifizierung dieses Einflusses ist in Abb. 7a die Struktur der Zykluskosten für einige Datenkonstellationen aus Abb. 7 dargestellt. Als erste Abschätzung läßt sich hieraus dann eine Veränderung der Brennstoffzykluskosten von etwa

$$(31) \quad \Delta BZK_{FA} \approx \frac{0.50 \frac{PF}{KWh}}{1000 \frac{DM}{kg} HM}$$

ableiten.

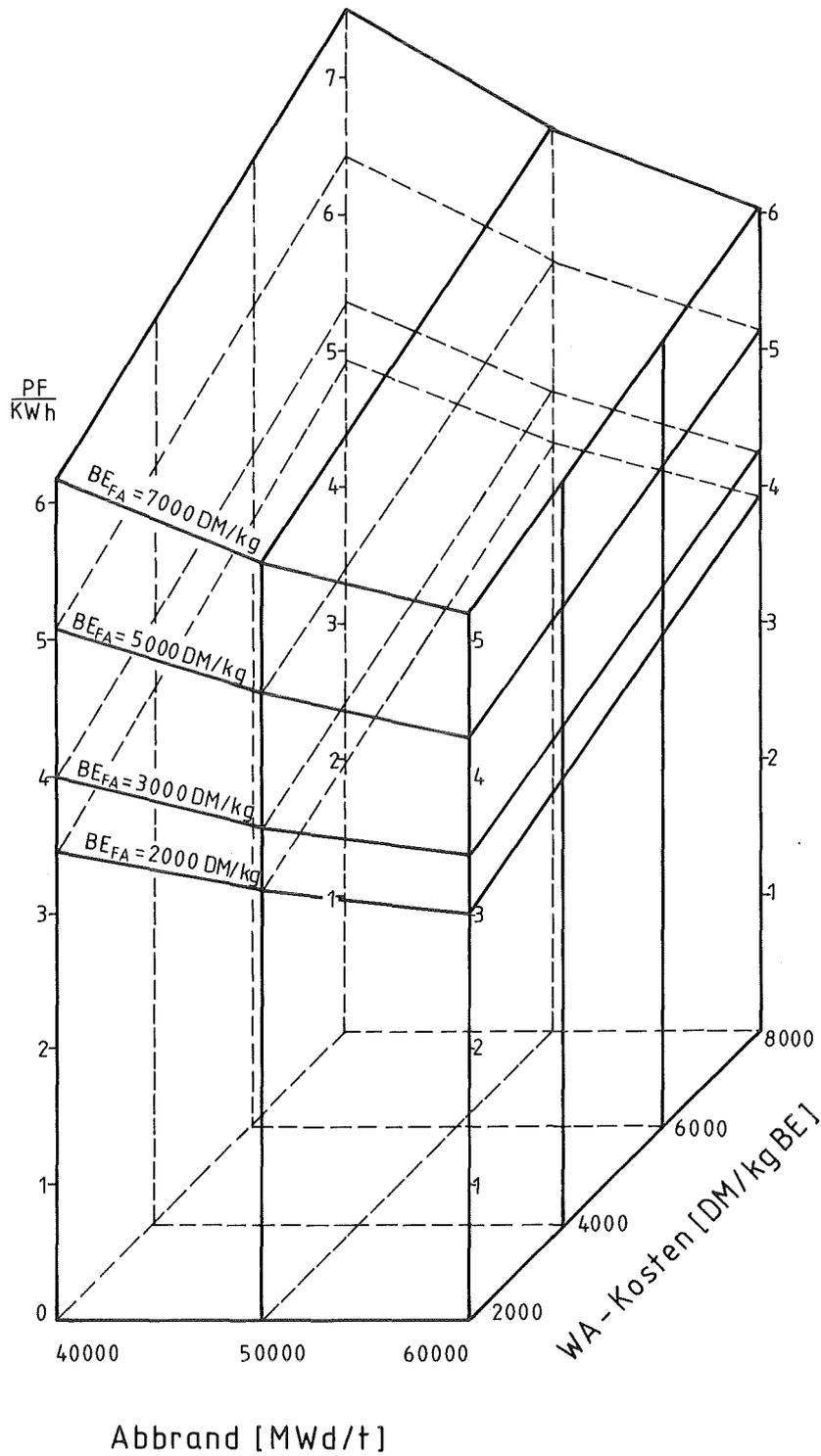


Abb. 7
Brennstoffkreislaufkosten eines FDWR als Funktion des Abbrandes, der Fabrikations- und Wiederaufarbeitungskosten
[Excorezeit 2 Jahre, Plutoniumpreis 50 DM/g]

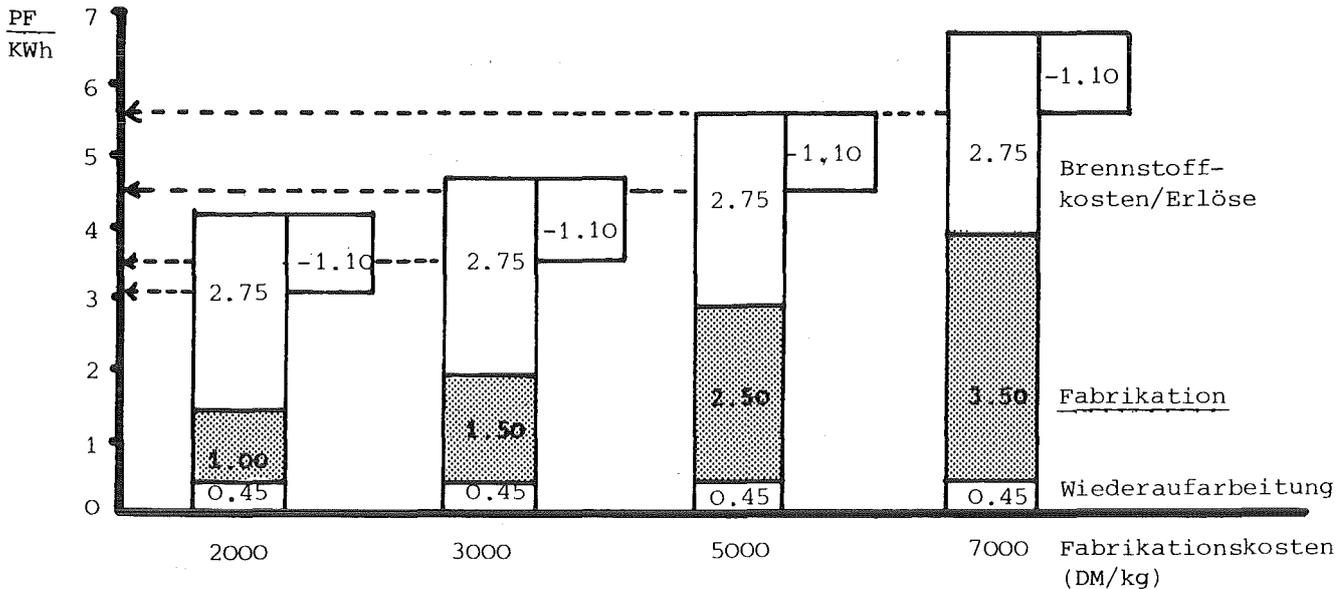


Abb. 7a: Durchschnittliche Brennstoffkreislaufkosten bei unterschiedlichen BE-Fertigungskosten (Auszug aus Abb.7 für einen Pu-Preis von 50 DM/g, einen Abbrand von 50.000 MWd/t, WA-Kosten von 2000 DM/kg und einem Zinssatz von 10 %/a).

Es ist zu beachten, daß dieser Sensitivitätskoeffizient ebenso wie alle voran- und nachstehenden Koeffizienten bei einem Abbrand von 50.000 MWd/Tonne HM sowie einem Zins- bzw. Diskontsatz von 10 % pro Jahr ermittelt wurde. Die Einflüsse dieser Parameter werden in Abschnitt III.3.5 und III.3.6 behandelt.

III.3.3 Die Kostenkomponente Wiederaufarbeitung und Abfallendlagerung

Angaben über die Kosten und die Kostenentwicklung für die Wiederaufarbeitung und Entsorgung bei Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren sind heute nur unter großer Unsicherheit möglich. Das Ausmaß der Unsicherheiten wird deutlich, wenn man bedenkt, daß selbst bei der Wiederaufarbeitung von LWR-Brennelementen keine genaue Zahlen für geplante deutsche Anlagen existieren und die Brennelemente des FDWR aus wesentlich höher angereicherten Mischoxid (MOX)-Brennstäben bestehen, deren Handhabung wesentlich schwieriger und damit auch kostenintensiver sein wird.

Analog zu der Brennelementfertigung ist deshalb die Abschätzung ihres Einflusses auf die Höhe der Brennstoffkreislaufkosten von besonderem Interesse.

Eine Veränderung der spezifischen Wiederaufarbeitungs- und Entsorgungskosten des FDWR führt zu einer proportionalen Anpassung des entsprechenden Beitrags zu den Brennstoffkreislaufkosten. Deren Reaktion auf die Veränderung dieser Kostenkomponenten erscheint aber relativ geringer als dies bei den Fabrikationskosten für die Brennelemente der Fall war (siehe Abb.7). Die Strukturdarstellung der Brennstoffzykluskosten mit veränderten Kostenansätzen für die dem Reaktor nachgelagerten Teile des Brennstoffkreislaufs bestätigt diesen ersten visuellen Eindruck (Abb. 7b). Gleichzeitig ermöglicht sie aber auch die Ableitung einer Maßzahl über die Höhe der zugrunde

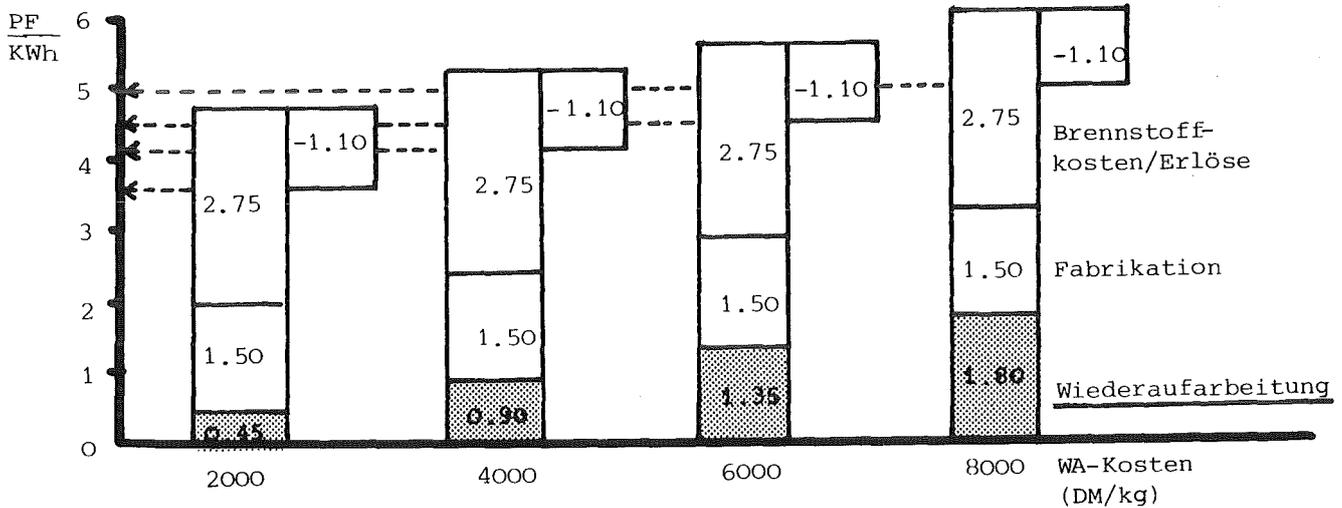


Abb.7b: Durchschnittliche Brennstoffkreislaufkosten bei unterschiedlichen Wiederaufarbeitungskosten (Auszug aus Abb. 7 für einen Abbrand von 50.000 MWd/t, Fabrikationskosten von 3.000 DM/kg, einen Pu-Preis von 50 DM/g, einer Excorezeit von 2 Jahren)

liegenden Kostenänderung. Mit

$$(32) \quad \Delta BZK_{WA}^{2a} \approx \frac{0.225 \frac{PF}{KWh}}{1.000 \frac{DM}{kg HM}}$$

ist der spezifische, durch die Erhöhung der Wiederaufarbeitungskosten ausgelöste, Kostenanstieg in der Tat nur etwa halb so stark wie im Falle der Brennelementfertigung.

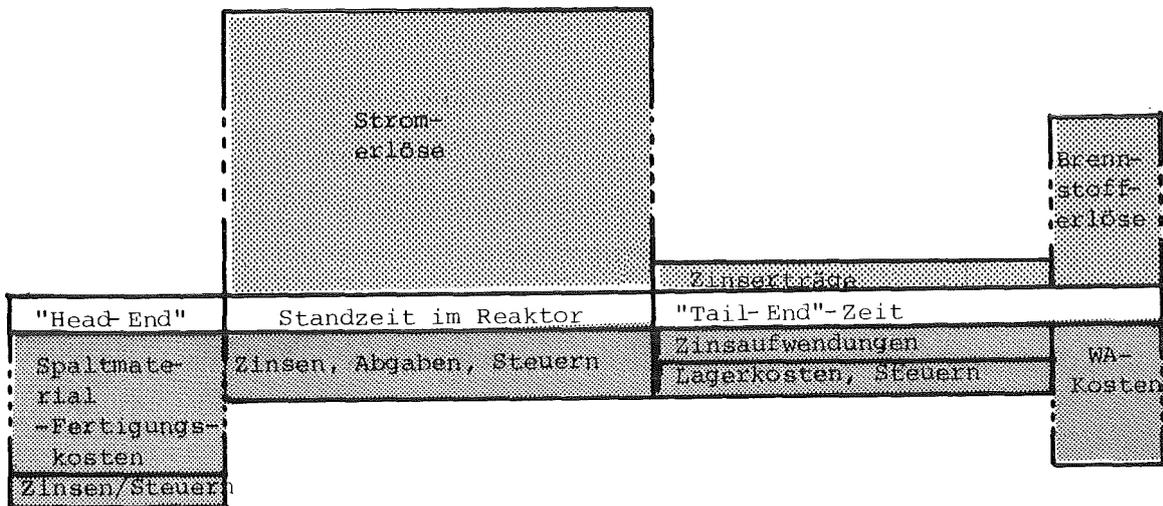
Die Ursache für diese niedrigere spezifische Kostenänderung liegt in der unterschiedlichen Zeitwertigkeit der Zahlungsströme aus den beiden Teilen des Brennstoffkreislaufs begründet. Während die Brennelementherstellungskosten hinsichtlich eines festgelegten Bezugszeitpunktes aus ihrer vorgezogenen Fälligkeit heraus eine deutliche Aufwertung erfahren, bedeutet die zeitlich verzögerte Fälligkeit der Zahlungen aus dem hinterem Teil des nuklearen Versorgungskreislaufs eine mehr oder weniger starke Einflußabwertung. Einflüsse von derartigen Zahlungsfälligkeitsvariationen (Abklingzeitvariationen) werden in Abschnitt III.3.4 behandelt. Für die Einflüsse des Abbrandes und des Zinsniveaus auf die oben abgeleitete spezifische Kostenänderung gelten die Aussagen des vorigen Abschnitts unverändert.

Exkurs

Wie aus Abschnitt III.1 ersichtlich, werden die Brennstoffkreislaufkosten derart ermittelt, daß die mit ihnen bewerteten Energieabgaben des Kraftwerks (Stromerlöse) alle mit der Energieerzeugung anfallenden Kosten gerade abdecken. Auf die Besonderheiten der Zahlungsfälligkeiten bei Kernkraftwerken und den methodischen Ansatz zur Lösung von Zeitwertproblemen wurde eingangs dieses Kapitels hingewiesen.

In dieser investitionsrechnerischen Methode bestimmt die zeitliche Zuordnung von notwendigen Aufwendungen (hier: einzelne Kosten aus dem Brennstoffkreislauf) zum Erzielen eines erwünschten Ertrages (hier: Elektrizitätserzeugung) die Gewichtung der einzelnen Beiträge bei der Zusammensetzung der Gesamtkosten, die schließlich dem Ertrag gegenübergestellt werden. Aufwendungen, die zu vorschüssigen Zahlungen führen (d.h. vor dem Einsatz der Brennelemente in den Reaktor fällig sind) gehen aufgrund zusätzlicher Finanzierungskosten stärker in die Gesamtkosten ein als jene, die eine nachschüssige Zahlung ermöglichen (d.h. erst einige Zeit nach dem Entladen der Brennelemente aus dem Reaktor notwendig werden), da zusätzliche Kapitalanlagemöglichkeiten und damit Finanzierungserträge möglich sind. Bezugszeit ist stets die Zeit der Energieerzeugung.

Erlöse aus dem Brennstoffkreislauf



Kosten im Brennstoffkreislauf

Abb.8 Zeitliche Abfolge der Einnahmen und Ausgaben sowie die zu berücksichtigenden Aufwendungen und Erträge

III.3.4 Die Kostenkomponente Excorezeit

Bei kapitalintensiven Investitionsvorgängen, insbesondere aber

1. wenn nach Ablauf der Investitionstätigkeit Teile des eingesetzten Kapitals wieder verfügbar gemacht werden können,
2. wenn sich die aktive "Arbeitsphase"¹⁾ und die passive "Ruhephase"²⁾ des Kapitals über längere Zeiträume hinweg erstrecken können und
3. wenn zwischen der Entstehung des Ertrages aus dem Kapital (Elektrizitätserzeugung während der "Arbeitsphase") und später notwendigen weiteren Ausgaben längere Zeiträume vergehen können,

werden die Finanzierungskosten und Finanzierungserträge sowie die Abgaben an den Staat keine vernachlässigbare Rolle bei der Gesamtbeurteilung mehr spielen.

Finanzierungskosten fallen an

1. während sämtlicher Veredelungsschritte in "Head-End" des Brennstoffkreislaufs für den jeweils erreichten Wert des Brennstoffs und
2. nach Entladung der Brennelemente aus dem Reaktor, während der Kühl-, Transport- und Wiederaufarbeitungszeit für den verbleibenden Brennstoffwert.

1) Elektrizitätserzeugung aus dem Brennstoff (Kapital)

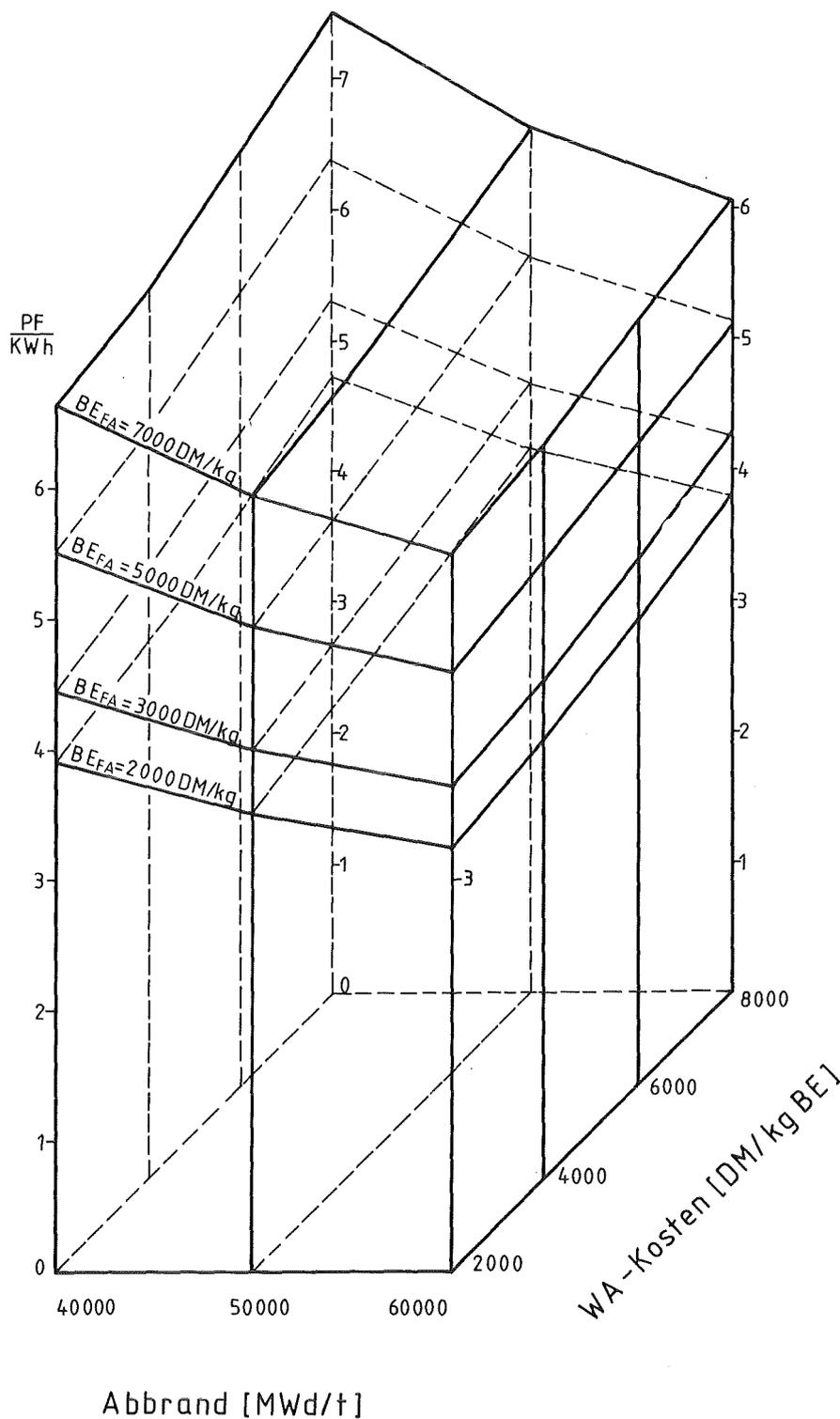
2) Abkling-, Transport und Wiederaufarbeitungszeit des Brennstoffs

Finanzierungserträge entstehen zwischen dem Zeitpunkt der Brennelemententladung und der Fälligkeit der Zahlungen im hinteren Teil des Brennstoffkreislaufs³⁾. Die Abgaben an den Staat sind für den gesamten Brennstoffzyklus und für die Standzeit im Reaktor auf den jeweils vorhandenen Wert des Brennstoffs zu entrichten.

Wenn im nachfolgenden Teil die Auswirkungen von Excorezeitveränderungen untersucht werden, so handelt es sich dabei um die Auswirkungen von Kühlzeitvariationen, also um Vorgänge aus dem zweiten Teil des Brennstoffzyklus. Denn während zur Zeit keine Gründe für bedeutende Veränderungen der zugrunde liegenden Vorcorezeiten absehbar sind, besteht jedoch noch große Ungewißheit über die zeitliche Handhabbarkeit bestrahlter Brennelemente.

Abb.9 zeigt die Brennstoffzykluskosten in Abhängigkeit der Parameter, die schon der Abbildung 7 zugrunde lagen. Als einzige Änderung wurde eine Verlängerung der Abklingzeit für Brennelemente um 5 Jahre, d.h. eine Excorezeit von 7 Jahren, für die Berechnung angenommen. Ein erster visueller Vergleich der beiden Abbildungen läßt nur marginale Kostenänderungen erkennen, obwohl der auslösende Moment, die Kühlzeit der Brennelemente, mehr als verdreifacht wurde. Die stärksten Kostenerhöhungen ergeben sich noch bei relativ niedrigen Wiederaufarbeitungs- und Entsorgungskosten, während bei hohen Wiederaufarbeitungskosten sogar geringfügige Kostenreduktionen erkennbar sind.

3) Die für die Wiederaufarbeitung und Entsorgung anzusetzenden Kosten führen schon während der Standzeit der entsprechenden Brennelemente zu Einnahmen durch Elektrizitätsverkäufe aber evtl. erst Jahre danach zu Ausgaben. Damit besteht eine Anlagemöglichkeit auf dem Kapitalmarkt, deren Ergebnis in Form von Zinserträgen berücksichtigt werden muß.



Abbrand [MWd/t]



Abb.9
 Brennstoffkreislaufkosten eines FDWR als Funktion des Abbrandes, der Fabrikations- und Wiederaufarbeitungs-
 kosten
 [Excorezeit 7 Jahre, Plutoniumpreis 50 DM/g]

Zum Verständnis dieses Ergebnisses ist es notwendig, all jene Kostenparameter zu untersuchen, die direkt oder indirekt von Abklingzeitveränderungen beeinflusst werden können. Logischerweise muß es sich dabei um Zahlungsvorgänge aus dem "Tail-End" des nuklearen Brennstoffkreislaufs handeln: sowohl

- die kostensenkenden Einnahmen für den Restwert des Brennstoffs, als auch
- die kostenerhöhenden Ausgaben für Lagerung, Transport, Wiederaufarbeitung und Entsorgung

gehen auf direkte¹⁾ und indirekte Weise abklingzeitabhängig in den Kostenansatz für die Brennstoffzykluskosten ein. Den gegensätzlichen Eigenschaften von Einnahmen und Ausgaben entsprechend, wirkt sich die Änderung der gleichen Einflußgröße bei beiden unterschiedlich aus, werden einander gegenläufige, sich eventuell neutralisierende Effekte ausgelöst. Effektträger sind in beiden Fällen Aufwendungen bzw. Erträge bei der Finanzierung.

III.3.4.1 Ihre Auswirkungen auf die Wiederaufarbeitungskosten

Die Entwicklung der Brennstoffzykluskosten mit zweijähriger Excorezeit bei Variation der Wiederaufarbeitungskosten ist aus Abschnitt III.3.3 bekannt. Läßt man alle Parameter konstant und erhöht nur die Abklingzeit der Brennelemente um 5 Jahre, so ergeben sich die in Abb. 10 ebenfalls dargestellten Kosten.

1) im Falle der Brennelementzwischenlagerungskosten

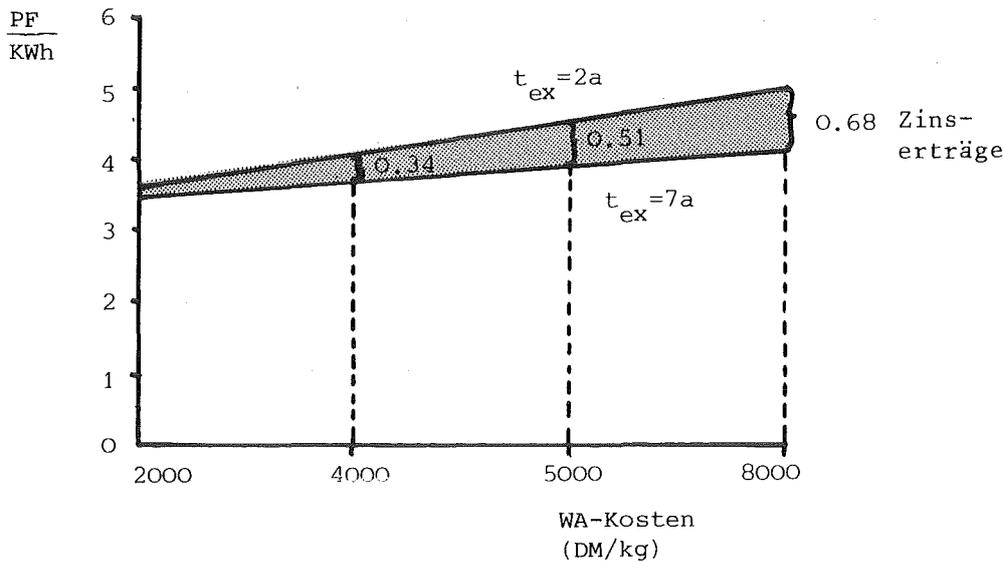


Abb.10 Durchschnittliche Brennstoffkreislaufkosten bei Variation der WA-Kosten und unterschiedlichen Excorezeit (Pu-Preis 50 DM/g, Fabrikation 3000 DM/kg, Abbrand 50 000 Mwd/t)

Wie zu Beginn dieses Kapitels schon erwähnt wurde, bietet die längere Abkühlzeit einerseits die Möglichkeit, Finanzierungserträge zu erwirtschaften, andererseits sind aber auch höhere Kosten für die Lagerung der Brennelemente und für die Verzinsung des im Brennstoff gebundenen Kapitals zu berücksichtigen. Die anzurechnenden höheren Kosten werden im nächsten Abschnitt behandelt.

Für eine siebenjährige Excorezeit der Brennelemente muß deshalb der Kostenansatz (32) um einen Zinsertragsterm erweitert werden. Dieser wird in analoger Vorgehensweise aus Formel (28) abgeleitet und ist in Abb.10 graphisch dargestellt.

Man erkennt einen Finanzierungsertrag von $\frac{0.085 \text{ PF/KWh}}{1000 \text{ DM/kg HM}}$

und erhält dann spezifische, von den Wiederaufarbeitungskosten verursachte Brennstoffzykluskostenänderungen in Höhe von nur

(33)

$$\begin{array}{rcl}
 \Delta BZK_{WA}^{7a} \approx & \Delta BZK_{WA}^{2a} & - \frac{0.085 \frac{PF}{KWh}}{1000 \frac{DM}{kg} HM} \\
 & \approx & \frac{(0.14) \frac{PF}{KWh}}{1000 \frac{DM}{kg} HM}
 \end{array}$$

III.3.4.2 Ihre Auswirkungen auf die Brennstoff Erlöse

Nach der Entladung der abgebrannten Brennelemente aus dem Reaktor müssen diese für einige Zeit zur Abkühlung zwischengelagert werden. Während dieser Zeit ist das noch vorhandene Spaltmaterial für eine weitere Verwendung unzugänglich, stellt jedoch weiterhin ein oft beträchtliches Kapital dar, welches nicht ertragsreich eingesetzt werden kann. Dieser Nachteil der Vermögensanlage im Kernbrennstoff ist durch eine entsprechende Verzinsung zu beseitigen. Mit einer Verlängerung der Abklingzeit der Brennelemente entstehen somit nicht nur höhere Lagerkosten, sondern es verlängert sich auch die unproduktive Einsatzzeit des Kapitals (Restwert des Brennstoffs), d.h. zusätzliche Zinskosten entstehen. Höhere Lagerkosten und höhere Zinskosten tragen dazu bei, daß die nach der Wiederaufarbeitung anzurechnenden Brennstoff Erlöse entsprechend geringer zu bewerten sind. In Abb. 11 sind beide Kostenarten als Erlösminderung eingezeichnet.

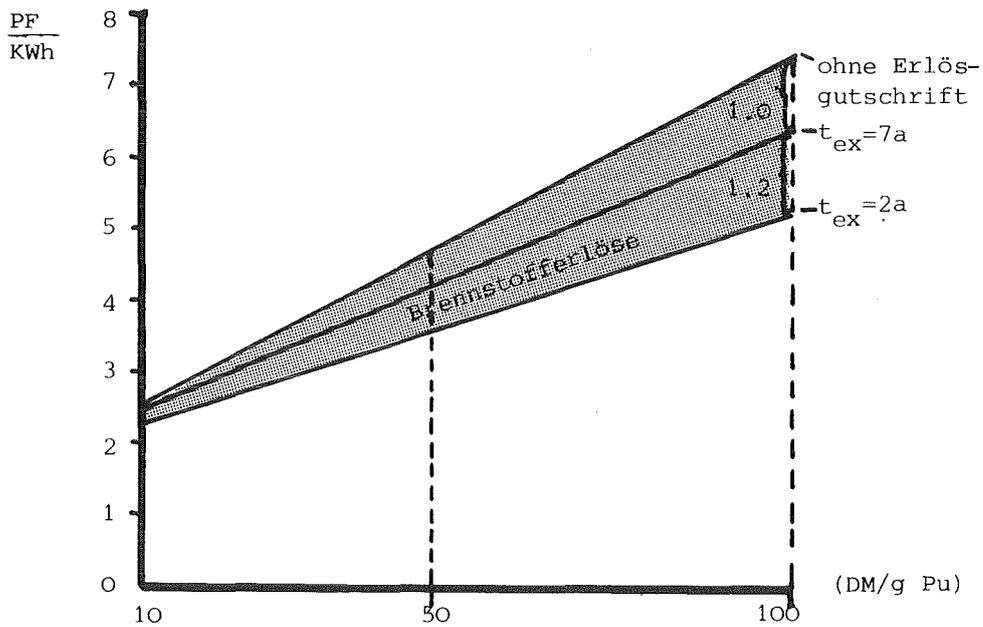


Abb. 11 Durchschnittliche Brennstoffzykluskosten bei variierendem Pu-Preis und (zum Vergleich) ohne Erlösgutschrift bzw. mit Erlösgutschrift bei 2 bzw. 7 Jahren Excorezeit. (BE-Fabrikation 3000 DM/kg, WA 2000 DM/kg).

Berücksichtigt man diese Zins- und Lagerkosten auch im Sensitivitätskoeffizient der Spaltmaterialkosten (30), so verändert sich dieser im Falle einer 7-jährigen Excorezeit auf

$$\begin{aligned}
 \Delta BZK_{Pu}^{7a} &\approx \Delta BZK_{Pu}^{2a} + \frac{0.12 \text{ PF/KWh}}{10 \text{ DM/g Pu}} \\
 &\approx \frac{(0.55 - 0.22 + 0.12) \text{ PF/KWh}}{10 \text{ DM/g Pu}} \\
 &\approx \frac{0.45 \text{ PF/KWh}}{10 \text{ DM/g Pu}}
 \end{aligned}$$

III.3.4.3 Ihre Auswirkungen auf die Brennstoffkreis- laufkosten insgesamt

Als Ergebnis der vorangegangenen zwei Abschnitte wurden zwei Näherungsformeln für die Veränderung der Brennstoffzykluskosten ermittelt, die deren Reaktion auf die Anpassung einer Ausgangsgröße beschreiben. Da dieser Ausgangsparameter (Excorezeit) gleichzeitig zwei Kostenkomponenten der Brennstoffkreislaufkosten diametral beeinflusst (siehe auch entsprechende Vorzeichen in (33) und (34)), ist seine Gesamtwirkung stark von der entsprechenden Parameterkombination der beiden Kostenkomponenten abhängig. Zur Verdeutlichung wird der Übergang von Abb. 7 nach Abb. 9 für einen Abbrand von 50 000 MWd/t, Brennelementfabrikationskosten von 3000 DM/kg und einem konstanten Brennstoffpreis von 50 DM/g Pu anhand von Strukturdiagrammen in seinen Einzelschritten nachvollzogen und damit zunächst der Schwerpunkt auf die Reaktion bezüglich einer Veränderung der Wiederaufarbeitungskosten gelegt.

In der Abbildung 12 werden die aufgrund von Abklingzeitverlängerungen verursachten Veränderungen in der Abb. 9 gegenüber Abb.7 und Abb.7b in ihren Einzelphasen dargestellt.

- Ausgehend von den beiden Strukturdarstellungen für spezifische Wiederaufarbeitungskosten von 2000 bzw. 8000 DM/kg in Abb. 7b werden in Stufe 1 die Auswirkungen auf den Kostenparameter Wiederaufarbeitung aufgezeigt. Unter der Annahme, daß mit dem Entladen der Brennelemente auch die entsprechenden Erlöse aus den Stromverkäufen vereinnahmt worden sind, führt eine längere Kühlzeit zu einer weiteren Verzögerung bei der Auszahlung der WA-Kosten und damit zu einer verlängerten Kapitalanlagemöglichkeit. Die erzielten Zinserträge müssen verrechnet werden und führen so zu den abnehmenden Kostenanteilen in Abb. 12 , Stufe 1.

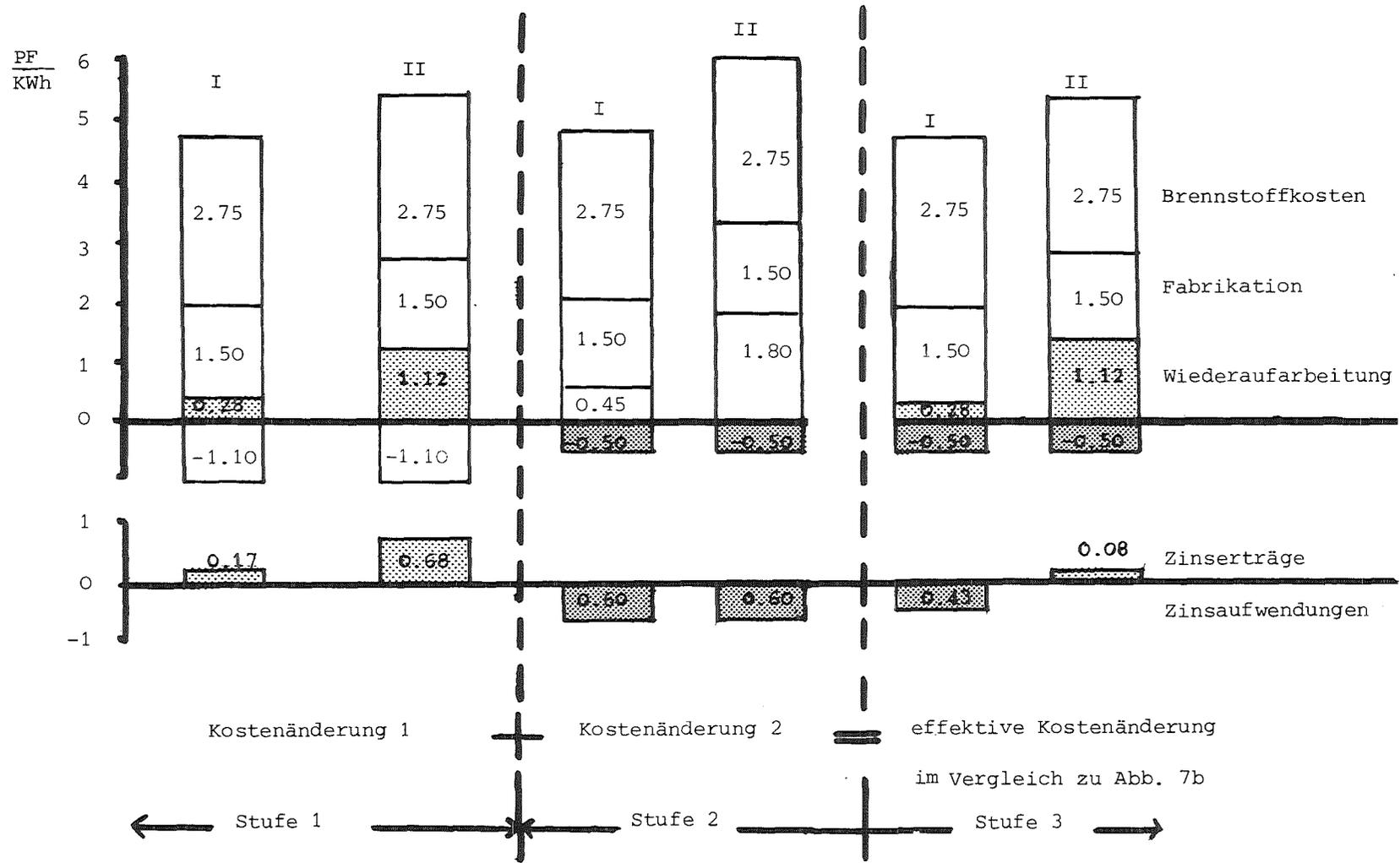


Abb.12: Stufenweise Änderung der durchschnittlichen Brennstoffkreislaufkosten beim Übergang von 2 auf 7 Jahre Excorezeit, bei einem konstanten Plutoniumpreis von 50 DM/g, aber jeweils mit Unter- (I: 2000 DM/kg) bzw. Obergrenze (II: 8000 DM/kg) für die Wiederaufarbeitungskosten. (alle übrigen Parameter sowie das Vergleichsdiagramm für $t_{ex} = 2$ Jahre siehe Abb. 7b)

- Umgekehrt verläuft die Reaktion der Brennstoff-
erlöse. Brennstoffenerlöse bei der WA entstehen,
wenn die abgebrannten Brennelemente noch verwert-
bares Spaltmaterial enthalten.¹⁾ Dann jedoch
stellt dieser Spaltstoff nichtproduktives Kapital
im Sinne des Abschnitts III.3.4.2 dar, das, je
länger es im Dienste der Energieerzeugung unpro-
duktiv ist, desto länger auch verzinst werden
muß. (Stufe 2 in Abb.12)

Faßt man beide Auswirkungen zusammen (Stufe 3), so rechnen sie sich mehr oder weniger stark gegeneinander auf und ermöglichen auf diese Weise jene Aussage zum Einfluß der Ex-corezeit, die eingangs aus dem optischen Vergleich der Abbildungen 7 und 9 entstanden war. Ebenso bestätigt sich die starke Abhängigkeit des Ergebnisses von der Höhe der Wiederaufarbeitungskosten. Im folgenden Teil werden nur unterschiedliche Brennstoffpreise in eine erweiterte Analyse miteinbezogen. Hierzu werden jeweils Teilbereiche aus Abb. 7 und Abb. 9²⁾ auf der Basis variierender Plutoniumpreise dargestellt. Im Bewußtsein der vorangegangenen Ausführungen und der Erkenntnisse aus Abb.12 sind bei geeigneter Wahl dieser Preise Aufrechnungsergebnisse aus den beiden gegenläufigen Effekten denkbar, die auch bei längeren Kühlzeiten der Brennelemente zu niedrigeren Brennstoffzykluskosten führen können. Abb. 13 zeigt diesen Einfluß der Brennstoffpreise auf die abklingzeitabhängige Entwicklung der Brennstoffkreislaufkosten.

1) nur dann kann Wiederaufarbeitung ökonomisch sinnvoll sein

2) Abbrand 50 000 MWdt, BE-Fabrikation 3000 DM/kg

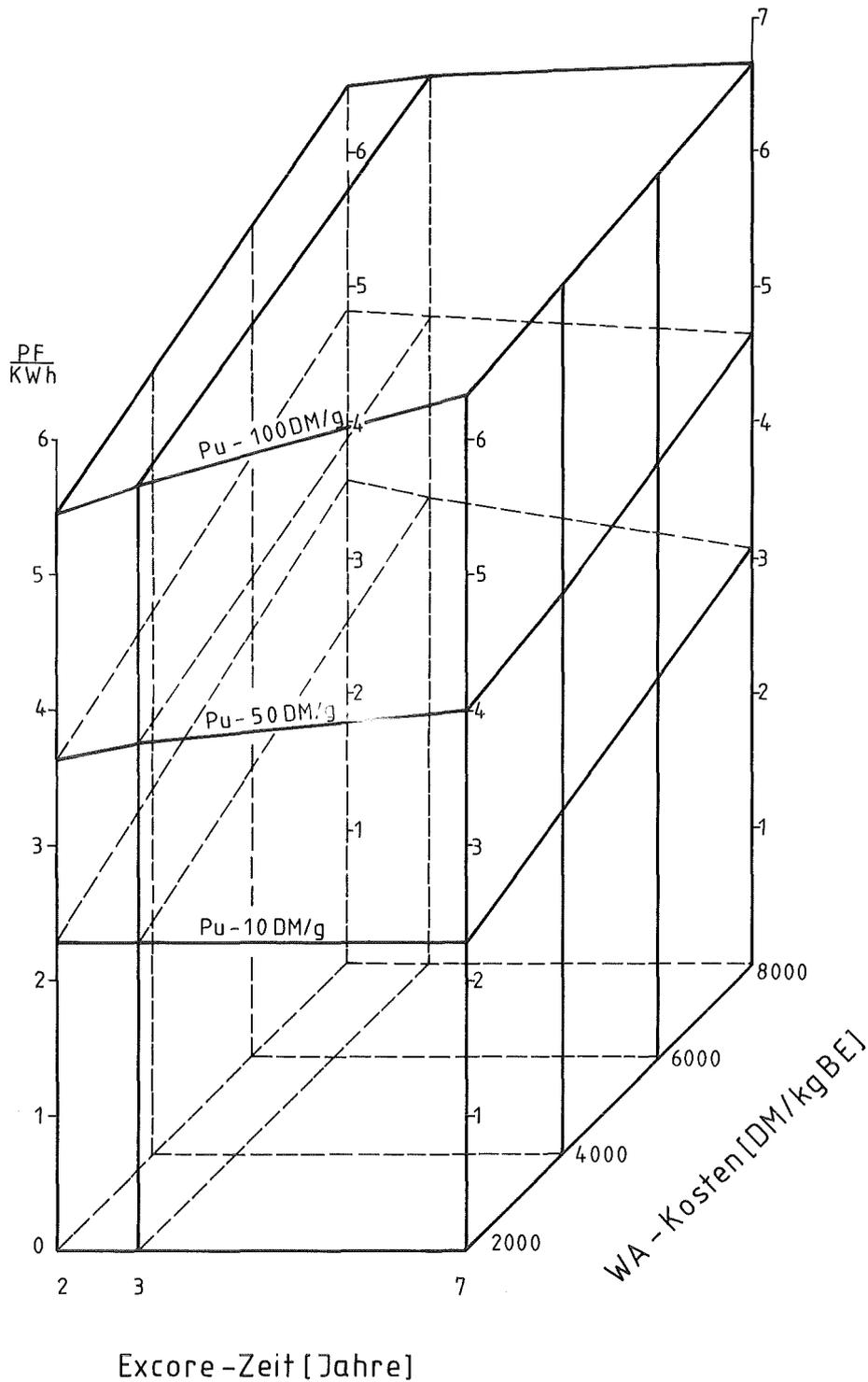


Abb. 13
Brennstoffkreislaufkosten eines FDWR als Funktion der
Excore-Zeit, des Plutoniumpreises und der Wiederauf-
arbeitungskosten
[Abbrand 50 000 MWd/t, Brennelementfabrikation 3000 DM/kg]

Unter der Annahme, daß sich die in Abb. 13 aufgezeigten Kostenparameterkombinationen auch in der Realität einstellen können, kann sich eine Abkühlzeitverlängerung dementsprechend kostenneutral, kostengünstiger, aber auch kostenerhöhend auswirken. Als Schlüsselparameter sind in dieser Darstellungsweise deutlich die Brennstoffkosten (die die Höhe des zu verzinsenden Restvermögens nach der Entladung determinieren) und die Wiederaufarbeitungskosten (deren Höhe die absoluten Zinserträge festlegen) zu erkennen.

Ergänzend zur Abb. 12, in der primär der Einfluß der Wiederaufarbeitungskosten (bei konstantem Plutoniumpreis) untersucht wurde, zeigt nun die Abb. 14 das Zustandekommen der Ergebnisse in Abb. 13 am Beispiel der Wiederaufarbeitungskosten von 8000 DM/kg aber variablem Spaltmaterialpreis in seinen Einzelphasen auf.

In Stufe 1 werden die Zinserträge ausgewiesen, die sich aufgrund der Wiederaufarbeitungskosten von 8000 DM/kg beim Übergang von 2 auf 7 Jahre Excorezeit ergeben. Als Brennstoff Erlöse sind hier noch die Werte für eine zweijährige Excorezeit eingezeichnet. Umgekehrt sind in Stufe 2 die WA-Kosten auf der Basis der zweijährigen Variante angegeben, die Brennstoff Erlöse (und als deren Ergänzung die Zinsaufwendungen) jedoch für die siebenjährige Excorezeit, gestaffelt nach unterschiedlichen Brennstoffpreisen, berechnet. Die Zusammenfassung der ersten und zweiten Stufe ergeben dann die auch in Abb. 13 erkennbaren Brennstoffzykluskosten für die Excorezeit von 7 Jahren bei 8000 DM/kg Aufarbeitungskosten.

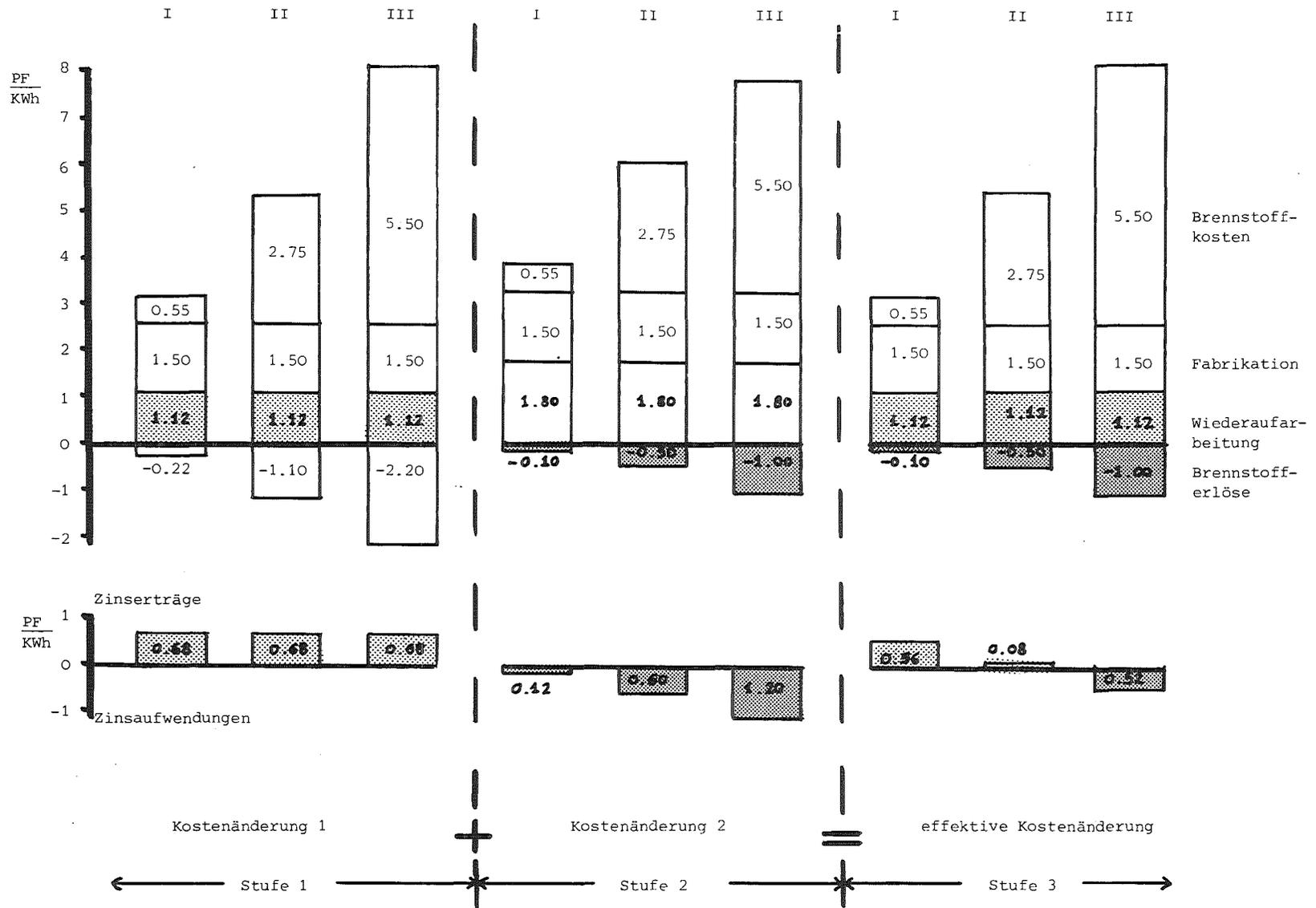


Abb.14: Sukzessive Änderung der durchschnittlichen Brennstoffkreislaufkosten beim Übergang von 2 auf 7 Jahre Excorezeit, bei konstanten Wiederaufarbeitungs- und Entsorgungskosten von 8000 DM/kg, aber bei Plutoniumpreisen von I: 10 DM/g, II: 50 DM/g, III: 100 DM/g (BE-Fabrikation 3000 DM/kg)

III.3.5 Die Kostenkomponente Abbrand der Brennelemente

Mit dem Abbrand der Brennelemente wird die thermische Leistung des Reaktorbrennstoffs beschrieben. Über den Anlagenwirkungsgrad bestimmt sich dann die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks und damit jenes Energieäquivalent, welches den entstehenden Kosten gegenübergestellt werden kann.

Alle vorgenannten Ergebnisse wurden bei einem Referenzabbrand der FDWR-Brennelemente von 50 000 MWd/t Brennstoff ermittelt. Da der erzielbare Abbrand beim FDWR noch ungewiß ist, wurden auch für diesen Parameter Sensitivitätsrechnungen derart durchgeführt, daß bei konstanten Brennstoffmassenflüssen die Standzeit der Brennelemente im Reaktor proportional zur Abbrandveränderung angepaßt wurde. Die Auswirkungen auf die Brennstoffkreislaufkosten sind aus den Abbildungen 7 und 9 ersichtlich:

- . Abbranderhöhungen führen aufgrund der höheren Energiegewinnung generell zu sinkenden Brennstoffkreislaufkosten, ohne deren strukturelle Zusammensetzung zu verändern
- . Die erzielbaren Kostenvorteile werden jedoch aufgrund entgegenwirkender Finanzierungskosten mit steigendem Abbrand immer geringer und umgekehrt
- . Abweichungen vom Referenzabbrand um 20 Prozent nach unten erhöhen die Brennstoffkreislaufkosten nur um etwa 12 Prozent
- . Eine proportionale Erhöhung dieses Parameters führt jedoch nur zu Kostenvorteilen von etwa 8 Prozent

Zusammenfassend kann man für das Intervall von 40 000 bis 60 000 MWd/t von durchschnittlichen Kostenänderungen von etwa 10 Prozent pro 10 000 MWd/t Abbrandänderung ausgehen.

III.3.6 Die Kostenkomponente Zins- und Diskontsatz

Der Zinssatz als Maß der Produktivität des eingesetzten Kapitals und der Diskontsatz als Grundlage zur Eliminierung unterschiedlicher Zeitwertigkeiten von Zahlungsströmen sind wichtige Einflußgrößen auf die Brennstoffkreislaufkosten, wie schon aus deren formalen Herleitung in Abschnitt III.1 zu erkennen ist. In dieser Studie wurden beide Werte in gleicher Höhe angesetzt und damit unterstellt, daß der Kraftwerksbetreiber zu dem von ihnen angenommenen Projektzinssatz jeweils Geldmittel auf dem Kapitalmarkt anlegen bzw. aufnehmen kann.

Als Referenzzinssatz dieser Arbeit wurden 10 Prozent pro Jahr angenommen. Unter dieser Annahme errechnen sich die obigen Ergebnisse und erhält man, als Zusammenfassung davon, die Sensitivitätskoeffizienten der Tabelle 3.¹⁾ Unterstellt man nun nur einen Zins- und Diskontsatz von 6 Prozent pro Jahr, so nehmen die Koeffizienten die Werte der Tabelle 4 an.

1) Die zweijährige Excorezeit unterstellt eine Fabrikations- und Transportzeit von 6 Monate. 18 Monate wurden als Abkling-, Transport- und Wiederaufarbeitungszeit angenommen.

Im Falle der siebenjährigen Excorezeit der Brennelemente wurde deren Abklingzeit nach der Entladung aus dem Reaktor um 5 Jahre verlängert.

Fall	Kostenkomponente	spez. Änderung	Änderung der Zyklus- kosten
Excorezeit 2 Jahre	Spaltmaterial	10 DM/g Pu	0.33 PF/KWh
	BE-Fertigung	1000 DM/kg HM	0.50 PF/KWh
	Entsorgung	1000 DM/kg HM	0.23 PF/KWh
	Abbrand	10000 MWd/t HM	10 % ¹⁾
Excorezeit 7 Jahre	Spaltmaterial	10 DM/g Pu	0.45 PF/KWh
	BE-Fertigung	1000 DM/kg HM	0.50 PF/KWh
	Entsorgung	1000 DM/kg HM	0.14 PF/KWh
	Abbrand	10000 MWd/t HM	10 % ¹⁾

Tabelle 3: Sensitivitätskoeffizienten der wichtigsten Brennstoffkreislaufkostenparameter (ermittelt bei einem Abbrand von 50000 MWd/t, Zinssatz 10%pro Jahr)

1) Durchschnittswert für den Parameterbereich 40-60 GWd/t

Fall	Kostenkomponente	spez. Änderung	Änderung der Zyklus- kosten	Änderung gegen- über Tabelle 3
Excorezeit 2 Jahre	Spaltmaterial	10 DM/g Pu	0.27 PF/KWh	- 18 %
	BE-Fertigung	1000 DM/kg HM	0.42 PF/KWh	- 16 %
	Entsorgung	1000 DM/kg HM	0.24 PF/KWh	+ 4 %
	Abbrand	10000 MWd/t HM	10 % ¹⁾	-
Excorezeit 7 Jahre	Spaltmaterial	10 DM/g Pu	0.36 PF/KWh	- 20 %
	BE-Fertigung	1000 DM/kg HM	0.42 PF/KWh	- 16 %
	Entsorgung	1000 DM/kg HM	0.18 PF/KWh	+ 29 %
	Abbrand	10000 MWd/t HM	10 % ¹⁾	-

Tabelle 4: Sensitivitätskoeffizienten der wichtigsten Brennstoffkreislaufkostenparameter
(ermittelt bei einem Abbrand von 50000 MWd/t, Zinssatz 6 % pro Jahr)

1) Durchschnittswert für den Parameterbereich 40-60 GWd/t

Die von Finanzierungskosten und Finanzierungserträgen beeinflussbaren Bereiche und Bereichskosten des nuklearen Brennstoffkreislaufs wurden in Abschnitt III.3.4 ausführlich behandelt. Auch ein Vergleich der beiden genannten Tabellen zeigt, daß fast alle wichtigen Kosteneinflussgrößen direkt oder indirekt, mehr oder weniger stark betroffen sind:

- . Zinsen sind stets durch den Faktor Zeit determinierte Kosten. Entsprechend erhält man auch beim Übergang auf längere Zeiträume (von 2 auf 7 Jahre Excorezeit) relativ höhere Veränderungen bei Variation des zugrunde gelegten Zinssatzes
- . Hält man den Bezugszeitraum konstant, so zeigen sich für den Bereich der nuklearen Entsorgung auf den ersten Blick unerwartete Reaktionen: sinkende Zinssätze führen im allgemeinen zu steigenden Kostenkoeffizienten und umgekehrt. Eine Folge des kernkraftwerkstypischen Zahlungsplanes und verminderten Erträgen aus Kapitalanlagen.
- . Da die Kosten für das Spaltmaterial sowohl während der Brennelementfertigungsphase und der Brennelementstandzeit im Reaktor, als auch in der Abklingphase Zinsaufwendungen bedingen, ist dieser Teil der Brennstoffzykluskosten ebenfalls relativ sensitiv auf Veränderungen des Kapitalkostensatzes.
- . Die nur durch Vorfinanzierungskosten belasteten Brennelementfertigungskosten zeigen dennoch mit etwa 16 Prozent beachtliche Änderungsraten.

III.4 Der Einfluß von Anlagenparametern auf die Brennstoffkreislaufkosten

III.4.1 Die Konversionsrate des Reaktors

Die Konversionsrate eines Reaktors wurde in vorangehenden Abschnitten als Haupteinflußgröße für seinen Uranausnutzungsfaktor identifiziert. Aufgrund dieser Tatsache ist es von besonderem Interesse, eine Abschätzung über die Sensitivität der Brennstoffkreislaufkosten bei Variation dieses Parameters vorzunehmen.

Als Indikator für den Nettospaltmaterialverbrauch eines Kernreaktors bestimmt sie das Verhältnis der Spaltmaterialfüsse bei der Be- und Entladung des Brennstoffs und ist als deren Differenz neben

1. den Vorfinanzierungskosten des Brennstoffs,
2. dessen Kapitalbindungskosten während der Standzeit,
3. den Kapitalbindungskosten während der Brennelementabklingphase,

der vierte Teilbeitrag zu der in Abschnitt III.3.1 diskutierten Kostenkomponente "Spaltmaterial" der Brennstoffkreislaufkosten. Da jede dieser Teilbereichskosten von den in Rechnung gestellten Spaltmaterialkosten abhängig ist, wird in den folgenden Fallbeispielen neben der Konversionsrate auch der Spaltmaterialpreis variiert. Für Fabrikationskosten von z.B. 7000 DM/kg HM, Entsorgungskosten von 8000 DM/kg HM, einer Excorezeit von 2 Jahren, einem Zinssatz von 10 Prozent pro Jahr und einem Abbrand von 50 000 MWd/t HM errechnen sich die in Tabelle 5 zusammengestellten Brennstoffzykluskosten.

Fall	CR	Pu-Kosten DM/g	PF/KWH	%
1	0.85	50	5.96	100
2	0.95	50	5.88	99
3	0.85	100	7.18	100
4	0.95	100	7.02	98

Tabelle 5: Brennstoffkreislaufkosten des FDWR bei Variation der Konversionsrate und der Spaltmaterialkosten

Die letzte Spalte der Tabelle 5 zeigt die ermittelten Kostenänderungen beim Übergang auf eine höhere Konversionsrate. Mit Änderungsraten von 1 bis 2 Prozentpunkten ist der Einfluß der Konversionsrate auf die Brennstoffkreislaufkosten als minimal zu bezeichnen, so daß insgesamt gesehen, nicht der tatsächlich-Spaltstoffverbrauch des Reaktors den Hauptbeitrag zu Kostenkomponente "Spaltmaterial" leistet, sondern vielmehr die mit der Handhabung und Vorhaltung des Brennstoffs verbundenen Kosten. Dies wird auch deutlich, wenn man die Kostenänderung auf die spezifischen Spaltmaterialkosten bezieht:

$$\Delta BZK_{CR} \approx \frac{-0.016 \text{ PF/KWh}}{10 \text{ DM/g Pu}} \quad (35)$$

Die Möglichkeit, anhand der Konversionsratenänderung einen größeren Einfluß auf die Spaltmaterialkosten der Tabellen 3 und 4 zu erlangen, ist in Anbetracht dessen als minimal zu beurteilen.

III.4.2 Die Spaltmaterialerstaussstattung

Hohe Konversionsraten in thermischen Reaktoren erfordern in der Regel auch höhere Spaltstoffinventare. Diese sind direkt und indirekt auch ursächlich für die im obigen Abschnitts erwähnten Kosten, die durch die Bereitstellung und Handhabung des erforderlichen Reaktorbrennstoffs entstehen.

Um die starke Abhängigkeit der Brennstoffkreislaufkosten von dem Reaktorinventar zu demonstrieren, werden nun, abweichend von der bisherigen Vorgehensweise, die FDWR-Eingangsdaten derart verändert, daß sich bei Konstanz aller sonstigen Reaktordaten und Reaktoreigenschaften rechnerisch eine Halbierung des Spaltstoffinventars ergibt. Durch diesen Eingriff halbieren sich auch die Plutoniumanteile der Nachlade- und Entladeteilladungen. Das auf diese Weise abgeleitete Datenblatt eines FDWR ist somit nicht das Ergebnis neutronenphysikalischer Analysen, sondern wurde nur vom Autor zum Zwecke dieser Demonstration abgeleitet. Die damit unterstellte Kombination von Inventar und Konversionsrate erhebt deshalb keinen Anspruch auf Realitätsnähe.

Setzt man in Gleichung (28) alle nicht mit dem Spaltmaterial direkt gekoppelten Einflußgrößen auf die Brennstoffkreislaufkosten (also insbesondere die Fabrikations-Transport- und Entsorgungskosten) gleich Null, so erhält man in Analogie zu Abschnitt III.3.1 die Sensitivitätskoeffizienten der Tabelle 6.

Zinssatz %	Excorezeit (Jahre)	Plutoniuminventar	
		$\frac{1}{1}$	$\frac{1}{2}$
10	2	0.33 PF/KWh	0.17 PF/KWh
	7	0.45 PF/KWh	0.22 PF/KWh
6	2	0.27 PF/KWh	0.13 PF/KWh
	7	0.36 PF/KWh	0.18/PF/KWh

Tabelle 6: Sensitivitätskoeffizienten der Brennstoffkreislaufkosten pro 10 DM/g Plutoniumkosten bei verändertem Spaltstoffinventar (ermittelt bei einem Abbrand von 50 000 MWd/t HM)

Die linke Spalte der Tabelle zeigt die bekannten Koeffizienten, welche man bei Anwendung des Ausgangsinventars erhält. In der rechten Spalte sind die entsprechenden Werte für ein um 50 Prozentpunkte reduziertes Spaltstoffinventar angegeben. Man erkennt deutlich eine Halbierung der Ausgangskoeffizienten. Allgemein kann deshalb davon ausgegangen werden, daß eine Veränderung des FDWR-Spaltstoffinventars in der gleichen Größenordnung zu einer Veränderung der spezifischen Spaltmaterialkosten führt. Zusammen mit dem Anteil dieser Kostenkomponente an den gesamten Brennstoffkreislaufkosten bestimmt sich dann deren Reaktion auf die Variation dieses Anlagenparameters.

IV. Brennstoffkreislaufkosten anderer Kernreaktoranlagen

Für jedes neue Produkt ist das Erreichen der kommerziellen Marktreife von vielen Einflußfaktoren abhängig. Geht man einmal davon aus, daß es gegenwärtig oder in absehbarer Zukunft zeitgemäß ist und damit den politischen und sozialen Anforderungen genügt, so ist nicht zuletzt sein ökonomisches Verhalten, d.h. seine wirtschaftliche Stellung unter den Konkurrenzprodukten, ausschlaggebend über Erfolg oder Mißerfolg bei der Markteinführung. In den nun folgenden Abschnitten werden darum die Brennstoffkreislaufkosten einiger anderer Reaktoranlagen aufgezeigt. Diese werden dann in Kapitel V zu einem ersten Vergleich den entsprechenden Kosten des FDWR gegenübergestellt.

IV. 1 Leichtwasserreaktoren mit angereichertem Uran

Die zugrundeliegenden Daten zur Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten von Leichtwasserreaktoren wurden im Falle der Brennstoffmassenflüsse sowie der Basiskostenannahmen den Referenzen /12/ bzw. /13/ entnommen. In analoger Vorgehensweise zu Kapitel III wurden für wesentliche Eingangskostengrößen Parameterfelder aufgrund folgender Annahmen definiert:

- reale Verdreifachung des Uranpreises
- trotz bestehender Überkapazitäten und ausgereifter Anreicherungstechnologie sei eine reale Verdopplung der Anreicherungskosten unterstellt
- reale Verdopplung des gegenwärtigen COGEMA¹⁾Preises für Wiederaufarbeitung und Abfallbeseitigung bei Durchführung in (zukünftigen) deutschen Anlagen
- Abbranderhöhung von ca. 30000 auf 50000 MWd/t Schwermetall

1) COGEMA: Compagne Générale des Matières Nucléaires

Nach Formel (28) errechnen sich dann die in Abbildung 15 graphisch dargestellten Brennstoffkreislaufkosten für Leichtwasserreaktoren.

Auf der Ordinate sind stets die Brennstoffkreislaufkosten in PF/KWh aufgetragen. Die drei geometrischen Körper entstehen dann durch alternative Kombination der vier Haupteinflußgrößen, wie sie oben kurz angesprochen wurden. Der Übergang von der direkten Endlagerung (hier mit 1000 DM/kg HM veranschlagt) auf die Wiederaufarbeitung bei alternativen Kostenansätzen ist dabei immer in der Körpertiefe dargestellt, während die mit (a) und (b) bezeichneten beiden Anreicherungskostenniveaus als Hyperebenen eingetragen sind. Die verbleibenden beiden Parameter Uranpreis und Abbrand der Brennelemente sind durch Stückelung der Abszisse wie folgt kombiniert (von links nach rechts):

- Bei einem konstanten Abbrand von ca. 30000 MWd/t HM reduziert sich der Uranpreis auf ein Drittel des Ausgangswertes.
- Sodann sie bei konstantem Uranpreis eine Abbranderhöhung auf etwa 50000 MWd/t HM unterstellt.
- Auf unverändertem Abbrandniveau von 50000 MWd/t HM tritt dann eine Verdreifachung des Uranpreises ein.

Angenommen, bei aller Einflußgrößen würden sich die ungünstigsten Kostenwerte¹⁾ einstellen, so wäre bei niedrigem Abbrand gerade etwa mit einer Verdopplung (4.2 PF/KWh) der heutigen Brennstoffkreislaufkosten zu rechnen. Bei hohem Abbrand würde c.p. der Brennstoffkreislaufkostenanstieg um etwa ein Drittel des Ausgangswertes geringer ausfallen (3.5 PF/KWh). In den günstigen Fällen bei hohem Abbrand, niedrigen Uran- und Anreicherungspreisen, sowie direkter Endlagerung könnten die Brennstoffkreislaufkosten von Leichtwasserreaktoren ihren heutigen Wert um wenige Zehntel PF/KWh unterschreiten.

1) Uranpreis 400 DM/kgU₃O₈, Anreicherung 400 DM/kg, WA 5400 DM/kg
Excurezeit 7 Jahre

Allgemein läßt sich eine relativ starke Reaktion auf eine Veränderung des Spaltmaterialpreises feststellen, während die Reaktion auf eine Veränderung der Kosten aus dem "Back-End" des Brennstoffkreislaufs in Vergleich dazu nur abgeschwächt festzustellen ist. Desgleichen führen Abbranderhöhungen zu generellen Kostenreduktionen, eine Tatsache, die auch schon (wie die oben ebenfalls erwähnten Effekte) bei der Analyse der Brennstoffkreislaufkosten von Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren (Kapitel III) festgestellt und erläutert ist.

IV.2 LWR-Plutonium-Brenner

Die im Laufe des Wiederaufarbeitungsprozesses extrahierten Spaltmaterialien können nach entsprechender Refabrikation wieder in Reaktoren zurückgeführt werden und somit die Gesamtausnutzung des Brennstoffs verbessern¹⁾. Im Falle der Plutoniumrezyklierung in Leichtwasserreaktoren unterscheidet man hierbei in

- 1) den SGR-Modus, d.h. "Self-Generated Recycling" Modus, bei dem Plutonium nur in einem bestimmten Anteil der Brennelemente geladen wird und
- 2) den LWR-Plutonium-Brenner, in dem alle Brennelemente aus $\text{PuO}_2\text{-UO}_2$ mit einer Plutoniumanreicherung von 2,8 % (Pu_{fiss}) im Erstcore sowie 4 % (Pu_{fiss}) in den Gleichgewichtsnachladungen bestehen.

Für weitere Details aus Reaktortechnik und Brennstoff-Management wird auf Referenz /14/ verwiesen. Alle nachfolgenden Ausführungen dieses Abschnitts beziehen sich auf den unter Punkt 2 genannten LWR-Plutonium-Brenner.

In der Abbildung 16 sind die Brennstoffkreislaufkosten eines derartigen Reaktors in Abhängigkeit wichtiger Einflußfaktoren dargestellt. Bisher wurde noch kein LWR-Plutonium-Brenner gebaut oder betrieben. Gleichwohl gibt es für seinen Brennstoffkreislauf Anhaltspunkte aus entsprechenden Forschungsarbeiten zu anderen

1) Die erzielbaren Verbesserungen im Uranausnutzungsgrad sind in Kapitel II ausführlich dargestellt.

A BE-Fabr. 3000 DM/kg

B BE-Fabr. 2000 DM/kg

C BE-Fabr. 1000 DM/kg

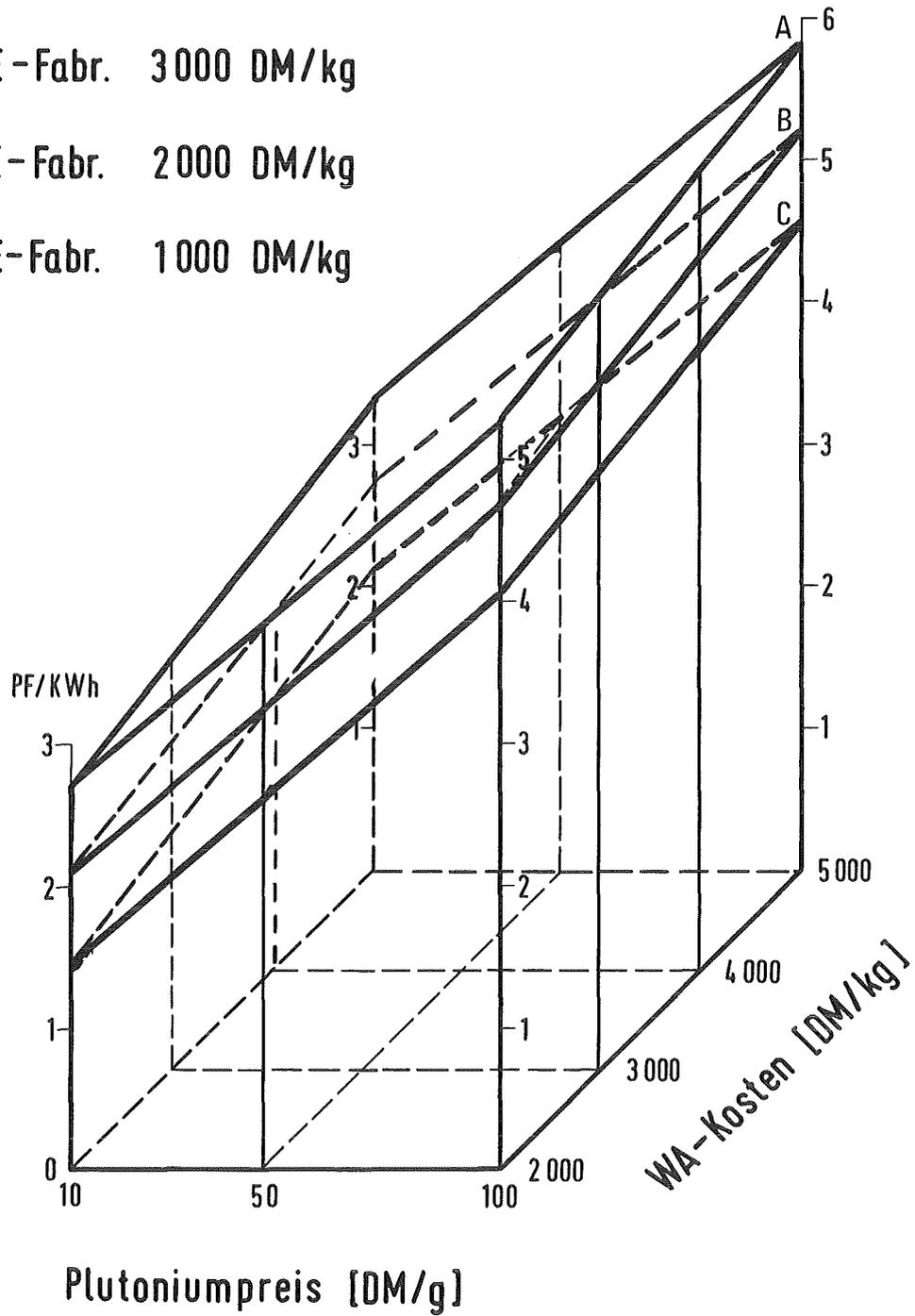


Abb. 16



Brennstoffkreislaufkosten eines LWR-Pu-Burners

(t_{ex} 7 Jahre, Abbrand 33 000 MWd/t)

Reaktoren mit Plutonium Einsatz.

- So weiß man heute, daß die Mischoxidfertigung insbesondere aufgrund von Abschirmmaßnahmen beim Produktionsprozeß in jedem Falle teurer als die herkömmliche Urandioxid-Fertigung beim Leichtwasserreaktor heutiger Bauart sein wird. Über das Ausmaß der Mehrkosten insbesondere bei einem (unterstellten) kommerziellen Betrieb gibt es heute noch keine klaren Aussagen. Das Intervall von 1000 - 3000 DM/kg HM Fabrikationskosten soll den genannten beiden Effekten Rechnung tragen.
- Ähnliches gilt für die Kosten der Wiederaufarbeitung und Abfallbeseitigung. Ihre Höhe ist, wie schon beim Standard-Leichtwasserreaktor, ungewiß, wenn man eine Durchführung in deutschen WA-Anlagen fordert (und dies sollte bei kommerzieller Nutzung des Rezyklierens schon aus strategisch/politischen Gründen eigentlich der Fall sein). Erschwerend kommt hinzu, daß die Plutoniumkonzentration in den abgebrannten Brennelementen dieses Reaktortyps um den Faktor 3 höher liegen als in normalen Druckwasserreaktoren.
- Als weitere Parameter wurden
 - Plutoniumpreise von 10-100 DM/g,
 - ein Abbrand von 33000 MWd/t HM, sowie
 - eine Excorezeit von 7 Jahren

unterstellt.

Die errechneten Brennstoffkreislaufkosten betragen in diesem abgeschlossenen Parameterfeld zwischen 1.5 und 6 PF/KWh. Wie sensitiv diese auf eine Veränderung der einzelnen Einflußgrößen reagieren, kann tendenziell aus Abbildung 16 und im einzelnen aus der Tabelle 7 entnommen werden. Auffallend auch hier wiederum die im Vergleich zur Brennelementfertigung stark abgeschwächte Reaktion bei einer betragsmäßigen gleichen Variation der Entsorgungskosten. Die Gründe hierfür sind dem Leser aus voranstehender Analyse bekannt.

Tabelle 7

Sensitivitätskoeffizienten der wichtigsten Brennstoffkreislaufkostenparameter eines LWR-Pu-Burners ($t_{ex}=7$ Jahre, Abbrand 33000 MWd/t)

Kostenkomponente	spez. Änderung	Änderung der Zykluskosten
Spaltmaterial	10 DM/g Pu	0.26 PF/KWh
BE-Fertigung	1000 DM/kg BE	0.54 PF/KWh
Entsorgung	1000 DM/kg BE	0.27 PF/kWh

IV.3 Schnelle Brutreaktoren

Im Gegensatz zu allen bisher diskutierten Konverter-Reaktoren, deren typisches Kennzeichen in diesem Zusammenhang das im Verlauf der Energieerzeugung entstehende Spaltmaterialdefizit ist, zeichnet die Schnellen Brutreaktoren (SBR) ein während der selben Zeitperiode entstehender Spaltmaterialüberschuß aus. Der Überschuß kann nach entsprechender Wiederaufarbeitung und Refabrikation dazu beitragen, den Erstinventarbedarf für neue oder die Spaltstoffdefizite bestehender Reaktoren zu decken. Diese Eigenschaft ist jedoch auch mit völlig neuartigen Anforderungen an Reaktorphysik, Reaktortechnik und Brennstoffkreislaufdienste verbunden. Einzelheiten hierzu können den Referenzen /14/ und /15/ entnommen werden. Aus /15/ sind auch die den nachstehenden Ergebnissen zugrunde liegenden Brennstoffmassenflüsse entnommen. Auch für diesen Reaktortyp können heute nur grobe Abschätzungen zu den Kosten der Brennstoffkreislaufdienste gemacht werden. Anhaltspunkte hierzu können wiederum Pilotanlagen in Forschungszentren liefern, deren Übertragung auf großtechnische Anlagen mit entsprechender Kostendegression bei steigendem Durchsatz aber ebenfalls mit großen Unsicherheiten behaftet ist. Tendenzielle Aussagen sind jedoch aufgrund folgender Tatsachen möglich:

1. Die Fabrikationskosten der Brennelemente werden in jedem Fall höher sein als bei allen bisher diskutierten Reaktoren, da neben
 - . der eigentlichen Plutoniumverarbeitung,
 - . dieses bei relativ hoher Anreicherung und
 - . in wesentlich dünneren Brennstäbenerfolgen muß.
2. Der Wiederaufarbeitungsprozeß wird infolge der hohen Spaltmaterialkonzentration und der hohen Abbränder schwieriger durchzuführen sein.

3. Wird die Plutoniumnutzung in kommerziellem Maßstab aktuell, sind schon aufgrund dieser Tatsache tendenziell mit Verteuerungen beim Spaltmaterial zu rechnen.

Unter Berücksichtigung all dieser Punkte entstanden die Kostenintervalle für die wichtigsten Einflußgrößen auf die Brennstoffkreislaufkosten von Schnellen Brutreaktoren, wie sie auf den entsprechenden Abbildungen 17 und 18 angegeben sind.

Die Abbildung 17 zeigt zunächst die Brennstoffkreislaufkosten eines SBR als Funktion des Abbrandes, der Fabrikations- und der Wiederaufarbeitungskosten bei einem konstanten Plutoniumpreis von 50 DM/g und einer Excorezeit von 7 Jahren. Im günstigsten Falle¹⁾ könnten sich Kosten einstellen, die bei rund 2 PF/KWh mit den Brennstoffzykluskosten heutiger LWR's vergleichbar sind. Umgekehrt muß bei geringen Abbränden, hohen Fabrikations- und Wiederaufarbeitungskosten mit Werten gerechnet werden, die mit ca. 5 PF/KWh beim Zweieinhalbfachen des heutigen LWR-Ergebnisses liegen.

Ergänzend zu Abbildung 17 werden in Abbildung 18 die Brennstoffkreislaufkosten von SBR's als Funktion der Excore-Zeit, des Plutoniumpreises und der Wiederaufarbeitungskosten bei einem konstanten Abbrand von 100000 MWd/tHM und Brennelementfabrikationskosten von 7000 DM/kg dargestellt. Als bedeutendste Aussage dieser Abbildung ist festzustellen, daß entgegen der bisher üblichen generellen Forderung nach kurzen Excore-Zeiten im Brüttersystem, eine Differenzierung vorgenommen werden sollte. Zwar macht der Wunsch nach einem minimalen Natururaneinsatz zum Erreichen eines bestimmten Kernenergie-Ausbauniveaus diese Forderung zwingend notwendig. Nimmt man jedoch als weiteres Kriterium die Brennstoffzykluskosten, oder zusammen mit einem entsprechenden Kapitaldienst, die Stromerzeugungskosten hinzu, so zeigt gerade die Abbildung 18, daß es sinnvoll sein kann, etwas längere Excorezeiten in Kauf zu nehmen und damit günstigere Stromkosten zu erhalten.

¹⁾ Abbrand 130000 MWd/tHM, Brennelementfabrikation 3000 DM/kg, Wiederaufarbeitung und Abfallbeseitigung 2000 DM/kg. Der letzte Wert jedoch ist völlig unreal, da die Wiederaufarbeitung von LWR-Brennstoff auch bei GOGEMA schon mehr als 2000 DM/g kostet.

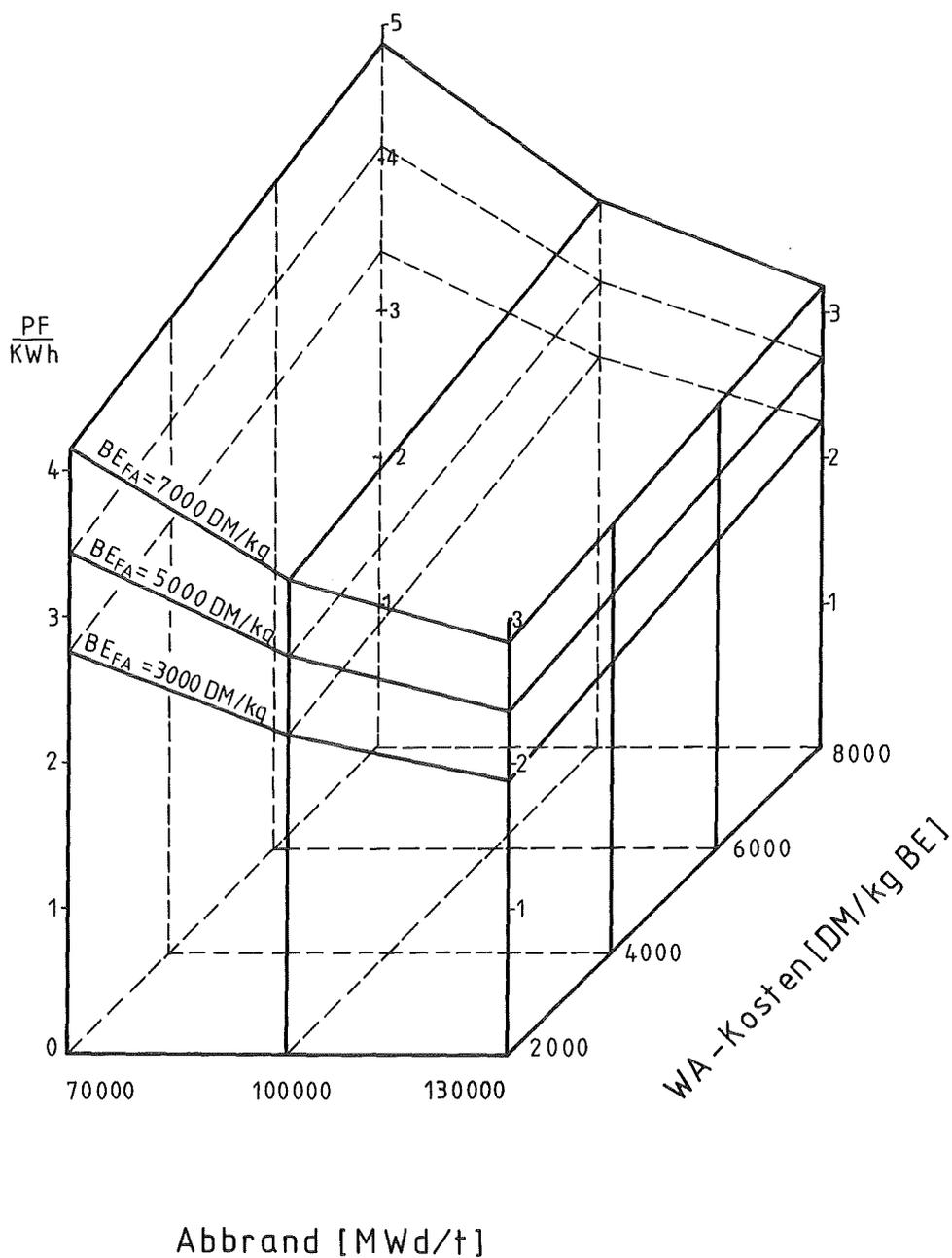


Abb. 17



Brennstoffkreislaufkosten eines SBR als Funktion des Abbrandes, der Fabrikations- und Wiederaufarbeitungskosten

[Excorezeit 7 Jahre, Plutoniumpreis 50 DM/g]

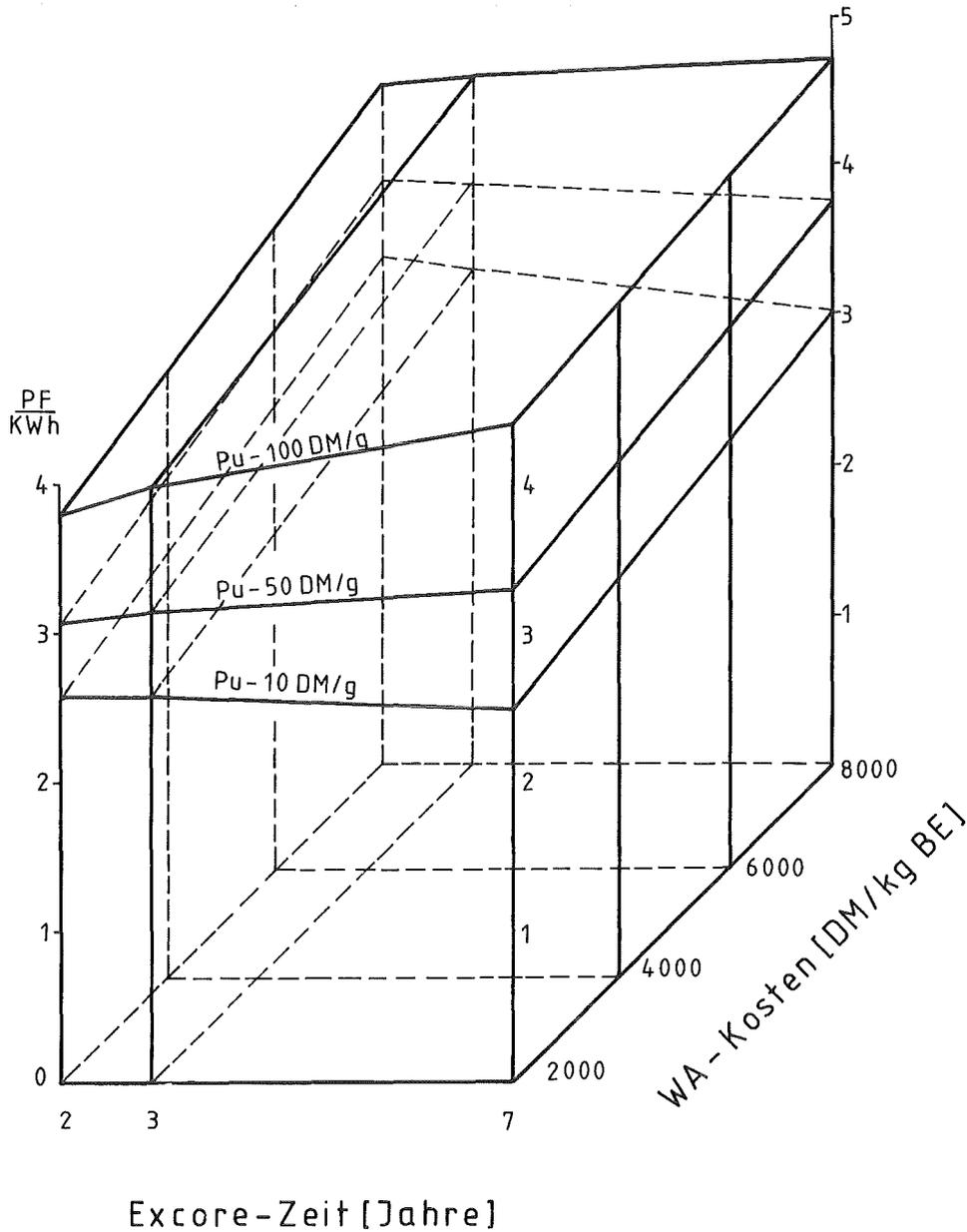


Abb. 18



Brennstoffkreislaufkosten eines SBR als Funktion der Excore-Zeit, des Plutoniumpreises und der Wiederaufarbeitskosten
(Abbrand 100 000 MWd/t, Brennelementfabrikation 7 000 DM/kg)

Über die strukturelle Bedeutung einzelner Einflußgrößen geben wiederum die Sensitivitätskoeffizienten der Tabelle 8 Auskunft.

Tabelle 8: Sensitivitätskoeffizienten der wichtigsten Brennstoffkreislaufkostenparameter von SBR's (ermittelt bei einem Abbrand von 100000 MWd/t)

Fall	Kostenkomponente	spez. Änderung	Änderung der Zykluskosten	
			Zins = 10%	Zins = 6%
Excore- zeit 2 Jahre	Spaltmaterial	10 DM/g Pu	0.15 PF/KWh	0.11 PF/KWh
	BE-Fertigung	1000 DM/kg BE	0.29 PF/KWh	0.25 PF/KWh
	Entsorgung	1000 DM/kg BE	0.17 PF/KWh	0.18 PF/KWh
	Abbrand	10000 MWd/t	7% ¹⁾	
Excore- zeit 7 Jahre	Spaltmaterial	10 DM/g Pu	0.22 PF/KWh	0.17 PF/KWh
	BE-Fertigung	1000 DM/kg BE	0.29 PF/KWh	0.25 PF/KWh
	Entsorgung	1000 DM/kg BE	0.13 PF/KWh	0.16 PF/KWh
	Abbrand	10000 MWd/t	7% ¹⁾	

1) Durchschnittswert für den Parameterbereich 70-130 Gwd/t

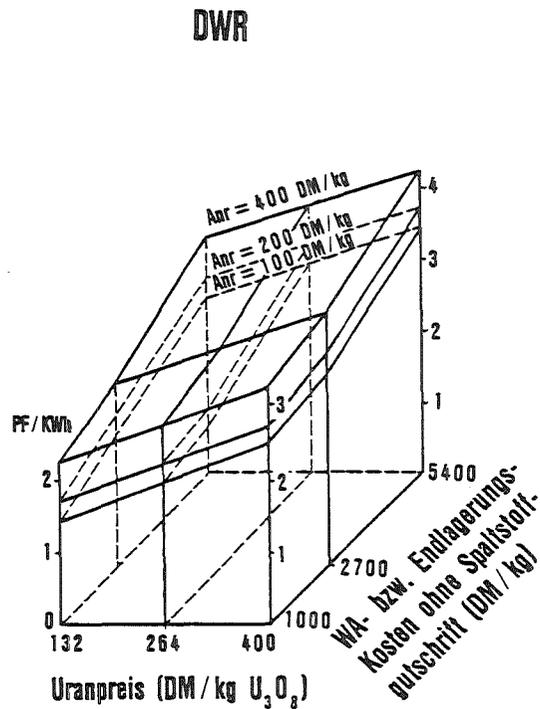
V. Brennstoffkreislaufkosten von FDWR und Konkurrenzreaktoren im Vergleich

V.1 Druckwasserreaktoren und Fortgeschrittene Druckwasserreaktoren

In der Abbildung 19 sind die Brennstoffkreislaufkosten des im Uranzyklus arbeitenden DWR und jene des FDWR im Plutoniumzyklus einander gegenübergestellt. Die Teilabbildungen A und B sind dem Leser aus vorangehenden Abschnitten dieser Studie bekannt. Teil C entsteht aus Teil B derart, daß auf eine Abbrandvariation verzichtet und an Stelle dessen die Spaltmaterialkosten in der angezeigten Bandbreite verändert werden.

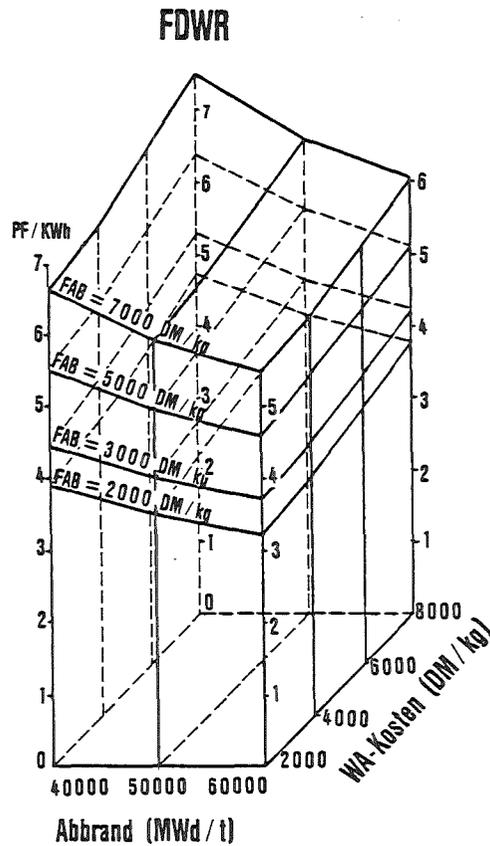
Bei den angegebenen Kostenannahmen ergeben sich für den FDWR folgende Perspektiven:

1. Sollte sich ein Plutoniumpreis von 100 oder mehr DM/g einstellen, so existiert auch bei dreifachem Uranpreis, doppelten Anreicherungs- und Wiederaufarbeitungskosten noch keine Wettbewerbsfähigkeit zum Standard-DWR (Teilabbildung A und C).
2. Aus Teil B ist zu entnehmen, daß selbst bei einem Plutoniumpreis von 50 DM/g nur wenige Identitätspunkte existieren, die beim DWR hohe und beim FDWR sehr niedrige Kosten und Betriebsbedingungen als Voraussetzungen haben.
3. Brennstoffzykluskosten in Höhe der heutigen DWR-Kosten könnte ein FDWR nur erreichen, wenn das Plutonium nahezu kostenlos einsetzbar wäre und sich die Kosten der Brennstoffkreislaufdienste am unteren Bereich des Kostenintervalls einstellen würden. Beides ist extrem unwahrscheinlich.
4. Können beim DWR höhere Abbrände als 30000 Mwd/tHM erreicht werden, so zeigt die Abbildung 15, daß die Brennstoffzykluskosten c.p. durchschnittlich etwa 0.5 PF/KWh niedriger liegen werden. Die Situation für den FDWR wird dadurch etwas schwieriger bzw. seine Wettbewerbsfähigkeit zeitlich verzögert.

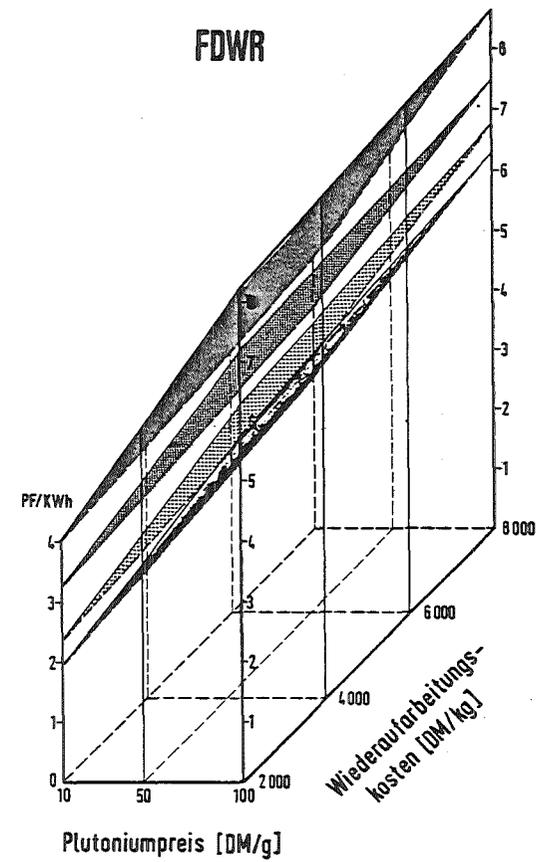


Feste Parameter

Kühl-, Transport-, WA-Zeit	5 Jahre
Fabrikation	500 DM/kg
Plutoniumgutschr.	38 DM/g



Excore-Zeit	7 Jahre
Plutoniumpreis	50 DM/g



BE-Fabr. 7000 DM/kg	Abbrand 50 000 MWd/t
BE-Fabr. 5000 DM/kg	Excorezeit 7 Jahre
BE-Fabr. 3000 DM/kg	
BE-Fabr. 2000 DM/kg	

Abb. 19

Brennstoffkreislaufkosten

Zusammenfassend kann festgestellt werden, daß solange keine extremen Uran- und Anreicherungskostensteigerungen eintreten, ein FDWR aufgrund seines großen Kernbrennstoffinventars und der aufwendigeren Produktionsverfahren im Brennstoffkreislauf höhere Brennstoffkreislaufkosten als ein DWR haben wird. Selbst wenn die notwendigen Preissteigerungen des DWR-Brennstoffs eintreten, wird auch Plutonium zu einer knappen Ware werden und sich der Preisentwicklung anpassen. Gleiche Brennstoffkreislaufkosten sind das bestenfalls vorstellbare, geringere als der DWR langfristig unmöglich.¹⁾

V. 2 LWR-Plutonium-Brenner und FDWR

Neben Abbranderhöhungen beim gegenwärtigen Leichtwasserreaktor ist auch das Plutonium-Rezyklieren in diese Reaktortypen in der Diskussion. Die dann entstehenden Brennstoffzykluskosten wurden in Abschnitt IV. 2 behandelt und sind in Abb. 16 zusammenfassend dargestellt.

Die Abbildung 16 ist nun in Abbildung 20 mit einer entsprechenden Darstellung der Brennstoffkosten des FDWR kombiniert. Auf die unterschiedlichen Parameterbereiche und deren Hintergründe wurde schon hingewiesen. Damit sind aus dieser Gegenüberstellung folgende Aussagen zulässig.

1. Trotz des höheren Abbrandes kann der FDWR nur in ganz beschränkten Bereichen Kostenvorteile für sich verbuchen. Diese sind hauptsächlich charakterisiert durch niedrige Plutoniumpreise bei vergleichbaren Fabrikations- und Wiederaufarbeitungskosten beider Reaktortypen. Der FDWR hat ohne Zweifel aufgrund des etwa dreifach so hohen Inventars die größeren Kapitalbindungskosten für den eingesetzten Brennstoff zu tragen. In diesen besonderen Fällen jedoch überkompensieren der niedrigere Spaltmaterialverbrauch und der höhere Abbrand diesen Nachteil.

¹⁾ Unterstellt wird bei dieser Aussage ein ökonomisch rationales Verhalten der Wirtschaftssubjekte in einer freien Marktwirtschaft ohne staatliche Eingriffe.

LWR

Abbrand 33 000 MWd/t

FDWR

Abbrand 50 000 MWd/t

- BE-Fabr. 7000 DM/kg
- BE-Fabr. 5000 DM/kg
- BE-Fabr. 3000 DM/kg
- BE-Fabr. 2000 DM/kg
- BE-Fabr. 1000 DM/kg

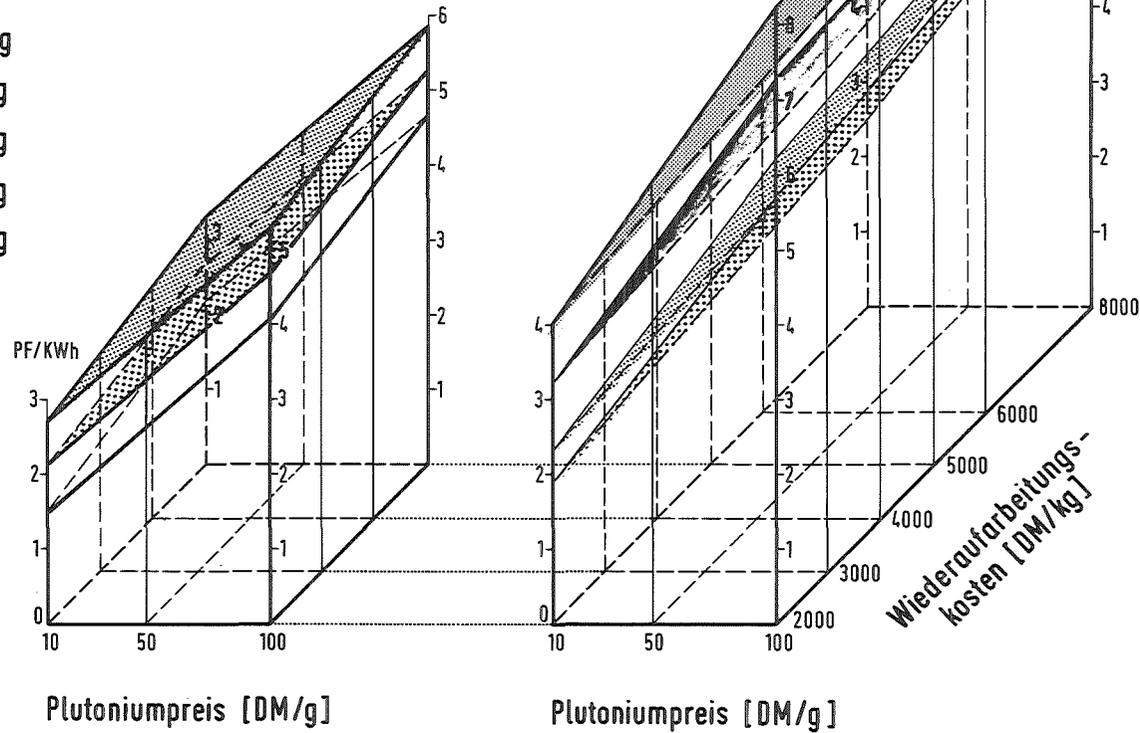


Abb. 20

Brennstoffkreislaufkosten von Pu-Konvertern

(Durchschnittskosten im Geldwert des Jahres 1984 Excorezeit 7 Jahre)



2. Werden höhere Spaltmaterialpreise relevant, sind die Kompensationseffekte nicht mehr ausreichend, der FDWR hat dann c.p. etwa 0.6 PF/KWh höhere Brennstoffkosten.
3. Stellen sich bei vergleichbaren Plutoniumpreisen höhere Kosten in den FDWR-Brennstoffkreislaufdiensten ein, so sind auf jeden Fall höhere Kosten für den FDWR zu erwarten. Im Extremfall der Abb.20 sind dies Mehrkosten in Höhe von etwa 2.5 PF/KWh.

Beim kommerziellen Einsatz von Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren sind somit auch gegenüber dem LWR-Plutonium-Brenner Kostennachteile zu erwarten, zumindest bei einer isolierten Gegenüberstellung einzelner Anlagen, wie dies in dieser Studie der Fall ist. Die in Kapitel II ermittelten strategischen Vorteile des FDWR treten in dieser Betrachtungsweise nicht zu Tage. Sie werden in einer weiterführenden Arbeit bei der strategischen Einbettung der Kostenfrage untersucht werden.

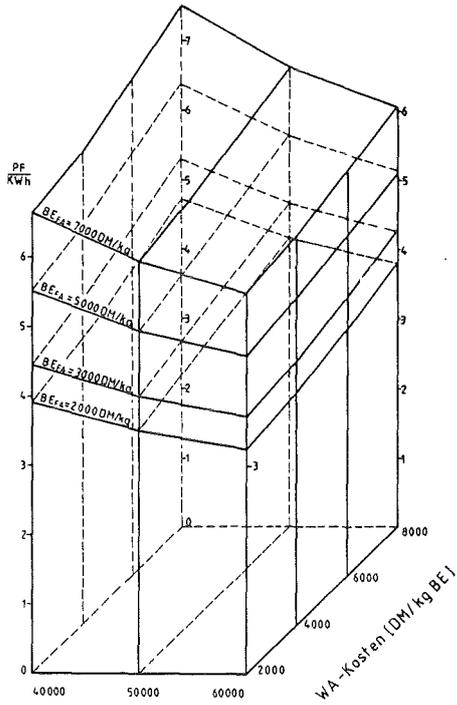
V. 3 Schnelle Brutreaktoren und FDWR

Die rohstoffstrategischen Vorteile der Schnellen Brutreaktoren auch gegenüber einem Fortgeschrittenen Druckwasserreaktor mit hoher Konversionsrate stehen außer Zweifel. Solche Vorteile müssen allerdings erkauft werden durch kompliziertere Techniken, welche auch den Brennstoffkreislauf des Reaktors betreffen und auch dort zu hohen Produktionskosten führen. Gegenüber den FDWRs verursachen insbesondere die wiederum höhere Spaltmaterialkonzentration im Brennstoff, kompliziertere Brennelementfertigung infolge wesentlich dünnerer Brennstäbe und eventuell mehr als doppelt so hohe Abbrände die angesprochenen Mehrkosten. Wenn in der nachfolgenden Abbildung 21 die Parameterbereiche der Haupteinflußgrößen auf die Brennstoffkreislaufkosten im wesentlichen für beide Reaktoren identisch sind, so sollte der Leser

damit keine Kostengleichheit für beide Reaktortypen verbinden. Aber erstens, sind die Unsicherheiten in den Kostenannahmen derart groß, daß sich abgesehen von den niedrigsten WA-Kosten nahezu alle anderen Kostenkombinationen einstellen könnten, zweitens lassen sich unter der fiktiven Annahme der Kostengleichheit die anlagenspezifischen Ursachen für unterschiedliche Brennstoffzykluskosten besser aufzeigen. In der Tendenz jedoch ist die erwähnte Relation der Eingangskosten zu erwarten.

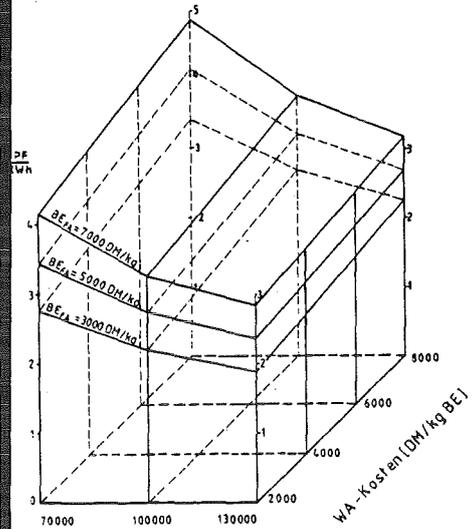
In der Abbildung 21 sind nun auf der linken Seite die errechneten Brennstoffkreislaufkosten für einen FDWR und rechts, in analoger Parameterabhängigkeit, jene des SBR dargestellt. Während im oberen Bereich bei festem Plutoniumpreis von 50 DM/g jeweils der Abbrand des Brennstoffs auf der Abszisse aufgetragen ist, sind im unteren Teil bei ansonsten gleicher Darstellung für einen konstanten Abbrand von 50000 MWd/t (FDWR) bzw. 100000 MWd/t (SBR) die Spaltmaterialpreise als weitere Variable aufgenommen worden. Man erkennt deutlich die im Mittel etwa 1.5-3.5 PF/KWh niedrigeren Brennstoffkreislaufkosten von schnellen Brutreaktoren. Zieht man nur einzelne Kostenkomponenten wie Fabrikation oder Wiederaufarbeitung in betracht, so stellt man beim SBR eine geringere Sensitivität bezüglich einer Veränderung dieser Kostenparameter fest. Insbesondere eine Folge des wesentlich höheren Abbrandes des Brennstoffs. Diese Aussage wird auch beim Vergleich der Tabellen 3, 4 und 8 bestätigt. Der höhere Abbrand ist jedoch nicht allein Ursache für das vergleichsweise niedrigere Niveau der SBR-Brennstoffzykluskosten. Aus den beiden unteren Diagrammen der Abb. 21 erkennt man beim FDWR eine bedeutend größere Abhängigkeit von den zugrunde gelegten Spaltmaterialpreisen. Diese ist auf das etwa doppelt so große Spaltmaterialinventar der Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren zurückzuführen. Wird das Inventar mit den entsprechenden Spaltmaterialpreisen bewertet, so ist offensichtlich, daß mehr Kapital finanziert und, wenn es einer anderweiligen Verwendung (z.B. durch notwendige Lagerzeiten) entzogen ist, entsprechend verzinst werden muß. Die dadurch entstehenden Aufwendungen sind die zweite wichtige Ursache für die Mehrkosten aus dem Brennstoffzyklus des FDWR.

FDWR



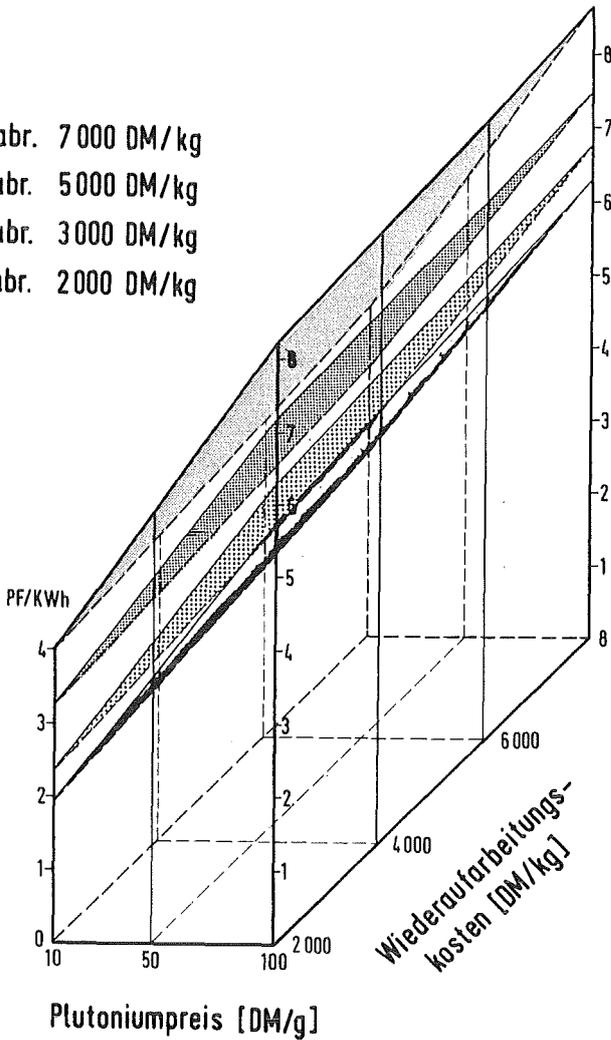
Abbrand [Mwd/t]

SBR

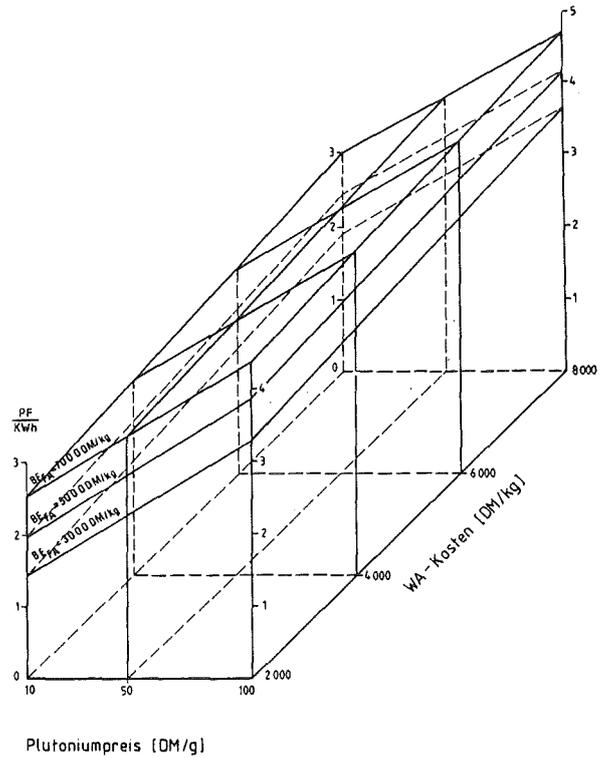


Abbrand [Mwd/t]

- BE-Fabr. 7 000 DM/kg
- ▨ BE-Fabr. 5 000 DM/kg
- ▩ BE-Fabr. 3 000 DM/kg
- BE-Fabr. 2 000 DM/kg



Plutoniumpreis [DM/g]



Plutoniumpreis [DM/g]

Abb. 21

Da jedoch, wie eingangs erwähnt, für den FDWR etwas niedrigere Eingangskosten aus den Brennstoffkreislaufdiensten zu erwarten sind, werden sich zwar weiterhin Vorteile für den SBR ergeben, sie werden dann aber nicht so deutlich ausfallen, wie sie von obigem Mehrkostenintervall beschrieben sind.

VI. Kostenvergleich von FDWR und anderen Kernreaktoren auf der Basis der gesamten Stromgestehungskosten

Das voranstehende Kapitel V hat gezeigt, daß die Brennstoffkreislaufkosten eines Fortgeschrittenen Druckwasserreaktors im allgemeinen über den Brennstoffkosten der anderen Reaktoren liegen. Neben diesen Brennstoffkosten sind aber auch die Betriebskosten der Anlage und insbesondere der Kapitaldienst für die eingesetzten Finanzmittel bedeutende Teilbereichskosten bei den Stromgestehungskosten eine Kernreaktoranlage. Die Größenverhältnisse der drei Teilkostenblöcke betragen z.B. beim Leichtwasserreaktor etwa

56% Kapitaldienst¹⁾
13% Betriebskosten
31% Brennstoffkosten,

woraus ersichtlich ist, daß bedeutende Kostenunterschiede in anderen Bereichen die auf der Basis der Brennstoffkosten ermittelten Relationen möglicherweise egalisieren oder ins Gegenteil verdrehen können.

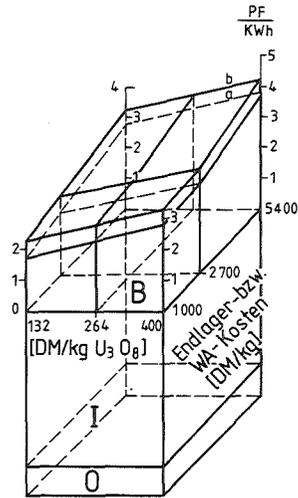
Eine wichtige Randbedingung bei der Entwicklung des Fortgeschrittenen Druckwasserreaktors war die Forderung nach einer weitestgehenden Orientierung der Anlage an der bewährten Leichtwasserreaktortechnologie. Geht man einmal davon aus, daß diese Forderung realisiert werden kann, dann können für den FDWR sowohl Betriebs- als auch Investitionskosten in der Größenordnung von Leichtwasserreaktoren herkömmlicher Bauart erwartet werden. Damit aber übertragen sich die zumindest kurz- und mittelfristig ermittelten Vorteile des Standard-LWR aus den Brennstoffkosten auch in die gesamten Stromgestehungskosten (siehe Abb.22).

Analoges gilt für den Vergleich LWR-Plutonium-Brenner versus-FDWR (siehe Abb. 22). Beim LWR-Plutonium-Brenner ist eine Kostengleichheit mit dem LWR heutiger Bauart in den Investitions- und Betriebskosten weitaus wahrscheinlicher als beim FDWR. Denn in technisch identische Anlagen werden für Brennelemente gleicher

1) 2600 DM/kW-netto Investitionskosten /10/

DWR

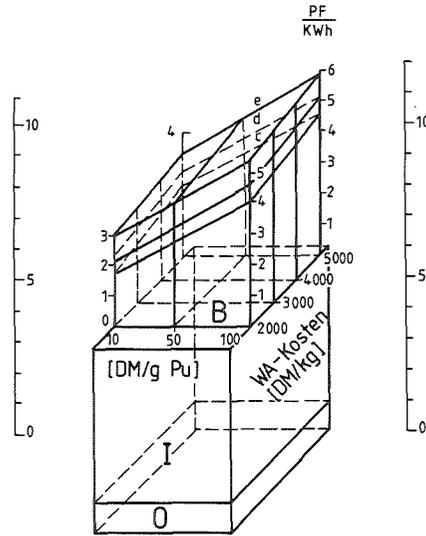
[Abbrand 30 700 MWd/t]



- a Anreicherung 200 DM/kg
- b Anreicherung 400 DM/kg

DWR-Pu-Brenner

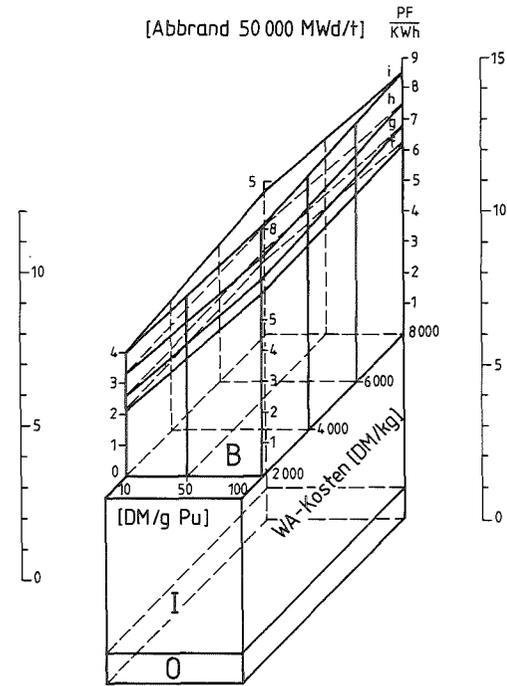
[Abbrand 33 000 MWd/t]



- c BE-Fabr. 1000 DM/kg
- d BE-Fabr. 2000 DM/kg
- e BE-Fabr. 3000 DM/kg

FDWR

[Abbrand 50 000 MWd/t]



- f BE-Fabr. 2000 DM/kg
- g BE-Fabr. 3000 DM/kg
- h BE-Fabr. 5000 DM/kg
- i BE-Fabr. 7000 DM/kg
- B Brennstoffkosten
- I Investitionskosten
- O Betriebskosten

Abb. 22

Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken



Bauart nur die Brennstäbe gleichen Durchmessers anstelle mit Urandioxidpellets dann mit Mischoxidpellets (UO_2/PuO_2) gefüllt.

Offen hingegen ist die Situation bei der Gegenüberstellung von FDWR und Schnellen Brutreaktoren. Die französische CEA /16/ veröffentlichte Ende 1981 eine Kostenschätzung für SUPERPHENIX 1 und nachfolgende Brutreaktoranlagen. Nachstehende Tabelle ist ein die Investitions- und Betriebskosten betreffender Auszug aus der CEA-Originaltabelle.

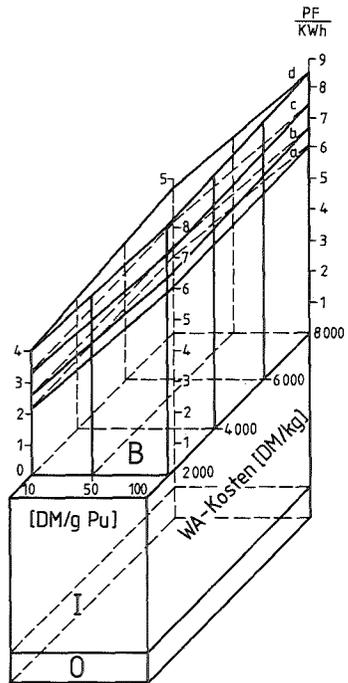
	DWR 1300 MWe	Super- phenix 1 (1200 MWe)	Super- phenix 2+3 (1500 MWe)	Super- phenix 4+5 (1500 MWe)	Super- phenix 6+7 (1500 MWe)
Investitions- kosten	1	2.1	1.44	1.31	1.26
Betriebs- kosten	1	1.69	1.37	1.12	1.12

Tabelle 9: Kapital- und Betriebskosten für Superphenix 1 und nachfolgende Brüteranlagen. /16/
(Kostenfaktoren bezogen auf DWR-Kosten)

Unter der Annahme, daß diese Kostenentwicklung für französische Brutreaktoren auch auf deutsche Anlagen übertragbar ist, muß auch bei kommerziellen Kernkraftwerten von Typ Schneller Brüter mit Investitionsmehrkosten von etwa 25 Prozent und um etwa 12 Prozent höhere Betriebskosten gerechnet werden. In der Abbildung 23, die eine Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten von FDWR und SBR bei alternativen Kapitaldienst- und Betriebskostenanteilen des SBR zeigt, ist dieser Fall mit Schneller Brutreaktor-Kommerziell (SBR-K) bezeichnet. Das mittlere Blockdiagramm beschreibt die entsprechende Situation für den Prototypreaktor (SBR-P).

FDWR

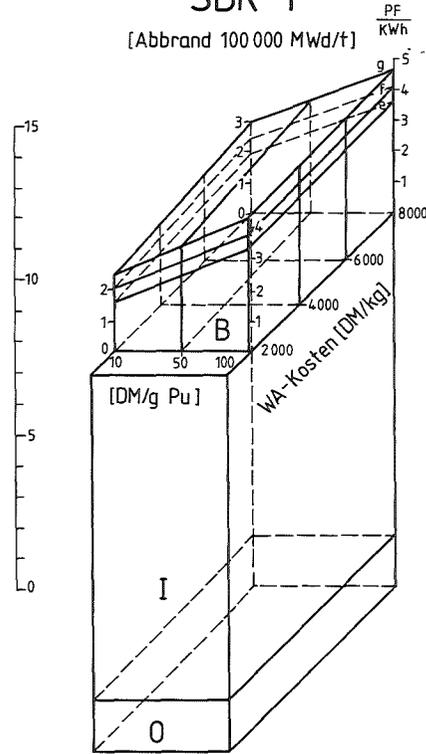
[Abbrand 50 000 MWd/t]



- a BE-Fabr. 2 000 DM/kg
- b BE-Fabr. 3 000 DM/kg
- c BE-Fabr. 5 000 DM/kg
- d BE-Fabr. 7 000 DM/kg

SBR-P

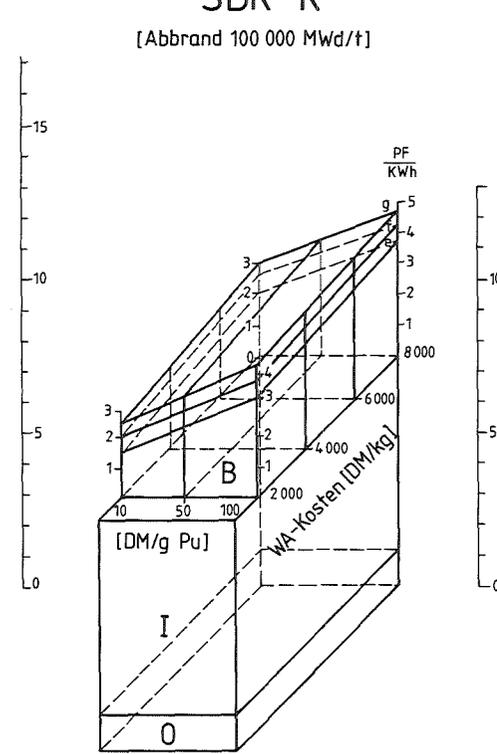
[Abbrand 100 000 MWd/t]



- e BE-Fabr. 3 000 DM/kg
- f BE-Fabr. 5 000 DM/kg
- g BE-Fabr. 7 000 DM/kg

SBR-K

[Abbrand 100 000 MWd/t]



- B Brennstoffkosten
- I Investitionskosten
- O Betriebskosten



Abb. 23

Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken

Die Abbildung 23 zeigt nun sehr deutlich, daß

1. bei ausschließlicher Betrachtung der Brennstoffkosten beider Reaktortypen der Schnelle Brutreaktor eindeutige Vorteile gegenüber einem FDWR aufweisen kann. Dies gilt für alle Kostenparameterkombinationen,
2. wenn es nicht gelingt, die Kapitalkosten für Schnelle Brüter wesentlich unter jene für die Prototypanlage zu senken, ein FDWR die Nachteile aus dem Brennstoffkostenbereich durch bedeutende Vorteile im Bereich der Investitionskosten zumindest egalalisieren, wenn nicht gar überkompensieren kann,
3. wenn die hohen Erwartungen an die Degression der Investitionskosten bei Serienherstellung von Brutreaktoren realisierbar sind, ein Fortgeschrittener Druckwasserreaktor nur dann konkurrenzfähige Stromerzeugungskosten haben kann, wenn sich gleichzeitig sehr niedrige Preise für das Spaltmaterial Plutonium einstellen werden.

Je mehr es gelingt, die Kosten für die Brennstoffkreislaufdienste im FDWR-Zyklus aufgrund relativ einfacherer Produktionsverfahren¹⁾ von jenen des SBR-Zyklus zu entkoppeln, desto länger bleibt seine Wettbewerbsfähigkeit auch bei etwas höheren Spaltmaterialkosten erhalten.

¹⁾ Dickere Brennstäbe, niedrigere Anreicherung des Brennstoffs als ein SBR.

VII. Stromerzeugungskosten in FDWR's und Steinkohlekraftwerken im Vergleich

Nach der Gegenüberstellung der Kosten in nuklearen Elektrizitätserzeugungsanlagen wird abschließend die Situation gegenüber den fossilen Kraftwerken am Beispiel des Energieträgers deutsche Steinkohle erläutert.

Nimmt man für ein Steinkohlekraftwerk spezifische Investitionskosten von 1600 DM/kW-netto /10/ und einen Preis für reviernahedeutsche Steinkohle von 244 DM/t Steinkohleeinheiten /10/ an, so muß man unter den Annahmen dieser Studie mit Stromgestehungskosten von etwa 12 PF/kWh rechnen.

Um eine optische Vergleichsmöglichkeit zu schaffen, ist die Abb. 23 nun dahingehend erweitert, daß die Steinkohle-Vergleichskosten als horizontaler Schnitt durch die einzelnen Körper eingezeichnet sind (Abb.24). Für den FDWR ergibt sich dadurch folgende Situation:

- Bei hohem Spaltmaterialkosten bringen nur relativ niedrige Brennelementfabrikationskosten in Höhe von 2000-3000 DM/kg eine Kostengleichheit mit dem Kohlestrom
- Bei sehr niedrigen Spaltmaterialkosten können je nach Höhe der anderen Kosten im Brennstoffkreislauf Vorteile in Höhe von 2-4 PF/kWh realisiert werden.
- Für mittlere Spaltmaterialkosten von 50 DM/g Pu betragen seine Kostenvorteile nur noch etwa 0-2 PF/kWh.

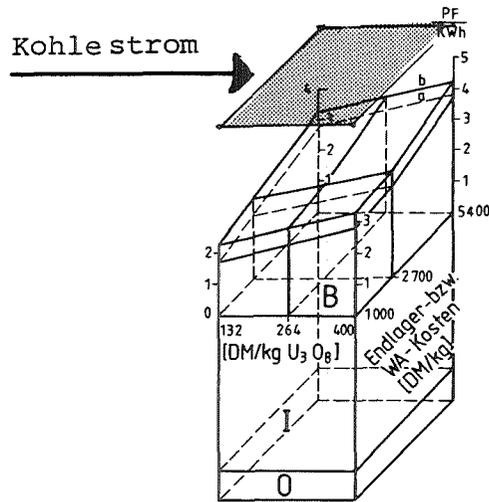
Bei realistischer Betrachtungsweise müssen damit auf Seiten des FDWR einige Anstrengungen unternommen werden, um Wettbewerbsgleichheit oder kleine Kostenvorteile zu behaupten. Andererseits ist ein FDWR stets auf eine Spaltstoffzufuhr von z.B. Leichtwasserreaktoren angewiesen, so daß weniger die Kosten des einzelnen Reaktortyps, als viel mehr die Kosten des Mischsystems (die "Kernenergiestromerzeugungskosten") maßgebend sein werden. Mit den Vorteilen des LWR¹⁾ gegenüber der Steinkohle bleibt, zumindest in einer Anfangsphase bei relativ niedrigen Urankosten, einiger Spielraum für die Kostenentwicklung von Fortgeschrittenen Druckwasserreaktoren.²⁾

1)
vgl. Abb. 24

2)
Zur Information wurde in Abb. 25 in analoger Weise bei den Stromgestehungskosten von Brutreaktoren verfahren. Während im Falle des Prototypreaktors (SBR-P) auch auf der LWR+SBR-Symbioseebene nur in einigen Parameterkombinationen Wettbewerbsfähigkeit mit der Kohleverstromung besteht werden in Konvoi-Anlagen auch ohne anfängliche LWR-Bonus die Kosten des Steinkohlekraftwerks nicht erreicht werden.

DWR

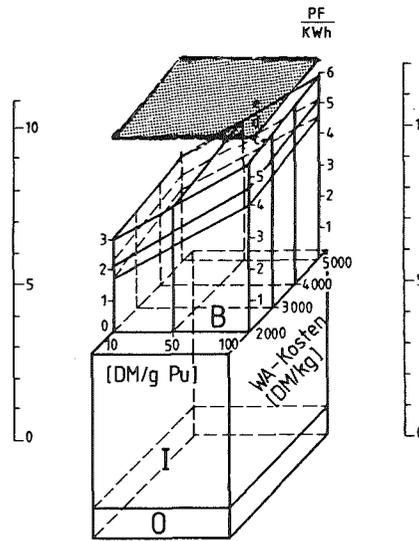
[Abbrand 30 700 Mwd/t]



- a Anreicherung 200 DM/kg
- b Anreicherung 400 DM/kg

DWR-Pu-Brenner

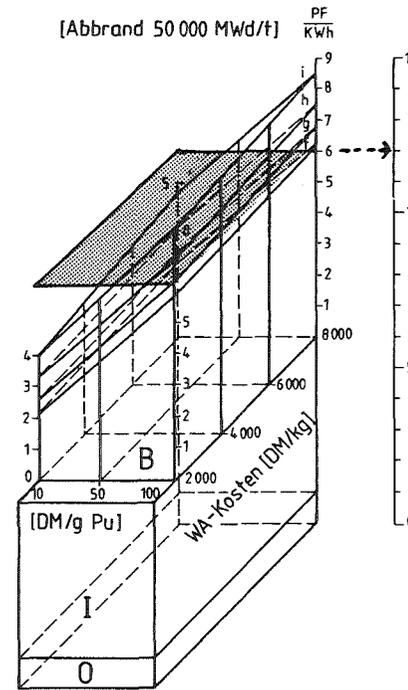
[Abbrand 33 000 Mwd/t]



- c BE-Fabr. 1000 DM/kg
- d BE-Fabr. 2000 DM/kg
- e BE-Fabr. 3000 DM/kg

FDWR

[Abbrand 50 000 Mwd/t]



- f BE-Fabr. 2000 DM/kg
- g BE-Fabr. 3000 DM/kg
- h BE-Fabr. 5000 DM/kg
- i BE-Fabr. 7000 DM/kg
- B Brennstoffkosten
- I Investitionskosten
- O Betriebskosten



Abb. 24

Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken

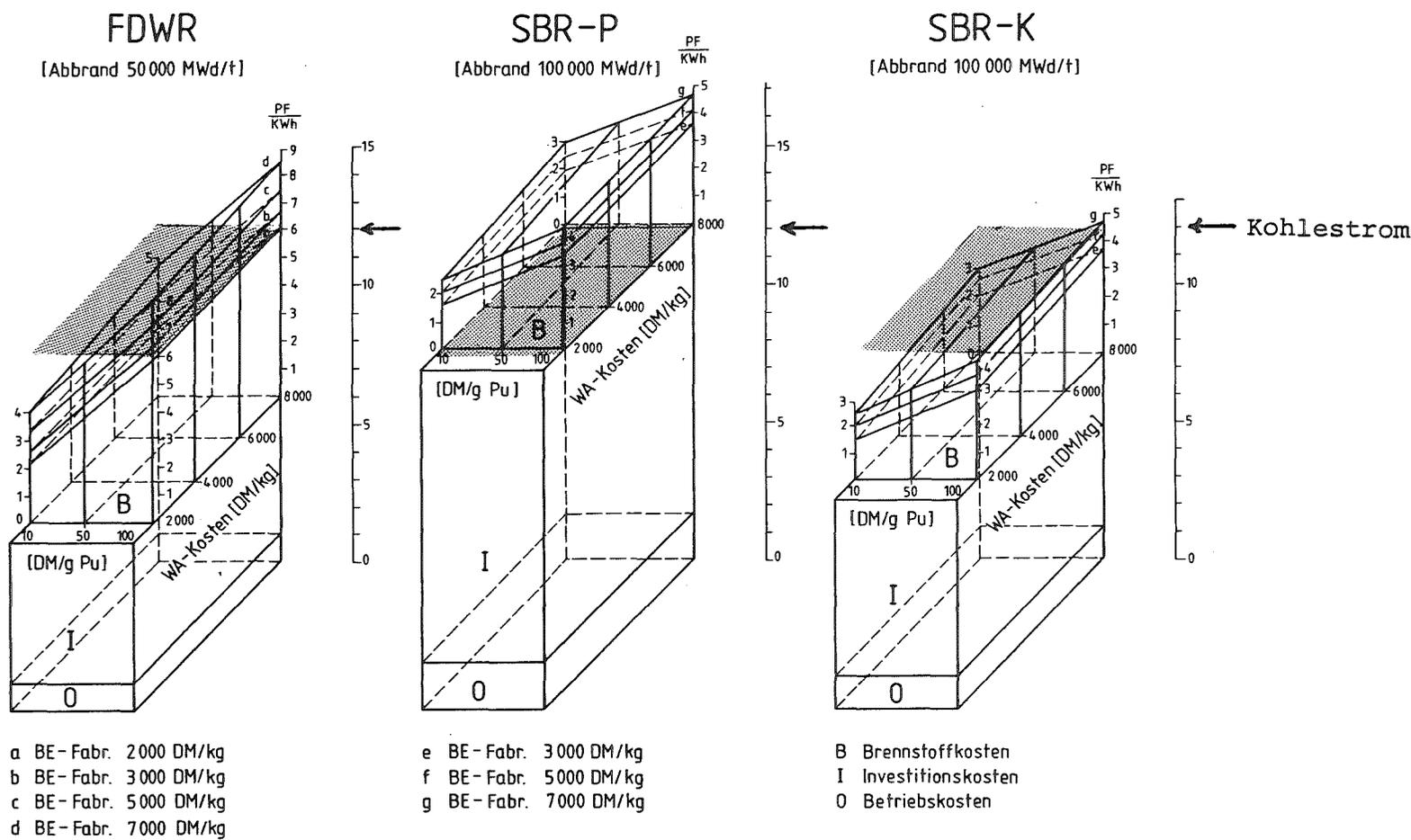


Abb. 25

Stromgestehungskosten von Kernkraftwerken



Literatur

- /1/ Kuczera, Küsters:
Wege zu einem Fortgeschrittenen Druckwasserreaktor
(FDWR), KfK-Nachrichten, Jahrgang 14, 1/1982
- /2/ Hennies, Märkl:
Überlegungen zur Modifizierbarkeit eines LWR im Hinblick
auf eine bessere Uranausnutzung, Jahrestagung Kerntechnik
'80, Berlin, März 1980, Tagungsband S. 953.
- /3/ M. Dalle Donne, W. Hame:
A parametric thermohydraulic study of an advanced pressurized
light water reactor with a tight fuel rod lattice,
KfK-Bericht 3453, Dezember 1982.
- /4/ C.H.M. Broeders:
Design - Einflüsse auf einige neutronenphysikalische Eigen-
schaften eines fortschrittlichen Druckwasser Reaktors.
Jahrestagung Kerntechnik 83. Reaktortagung 1983. Berlin,
14.-16. Juni 1983. Kerntechnische Ges. e.V. Deutsches Atom-
forum e.V., Tagungsband S.3.
- /5/ G. Keßler, P. Klumpp:
Fortgeschrittene Druckwasserreaktoren - Ökonomische
Überlegungen zu ihrem Brennstoffkreislauf, Jahrestagung
Kerntechnik '83, Berlin, Juni 1983, Tagungsband S. 863.
- /6/ P. Klumpp:
Die Bedeutung von LWR-Hochkonverter für den Naturan-
bedarf der BRD - Analyse möglicher Strategien des Über-
gangs von Leichtwasserreaktoren zu Schnellen Brütern,
Diplomarbeit an der Universität Karlsruhe, März 1979.
- /7/ P. Klumpp:
Unveröffentlichter Bericht, KfK 1982.

- /8/ Rau, et al.:
Ergebnisse der Vorstudie für einen Leichtwasserreaktor mit besserer Urannutzung, Jahrestagung Kerntechnik '80, Berlin, März 1980, Tagungsband S. 957.
- /9/ W. Seifritz:
Zielkonflikte in einer LWR-FDWR-SBR-Reaktorstrategie, Atomkernenergie, Kerntechnik Vol.44 (1984) No.3, S. 219-244.
- /10/ U. Hansen:
Kernenergie und Wirtschaftlichkeit, Verlag TÜV Rheinland, Köln 1983
- /11/ Grumm, Gupta, Häfele, u.a.:
Ergänzendes Material zum Bericht "Kernbrennstoffbedarf und Kosten verschiedener Reaktortypen in Deutschland", KfK-Bericht 466, September 1966.
- /12/ OECD-NEA: Nuclear Energy and its Fuel Cycle, Prospects to 2025, Paris 1982.
- /13/ D. Schmitt, H. Junk:
Kostenvergleich der Stromerzeugung auf der Basis von Kernenergie und Steinkohle, Zeitschrift für Energiewirtschaft 2 / Juni 1981, S. 77-86
- /14/ G. Keßler:
Nuclear Fission Reactors, Springer-Verlag, Wien 1983
- /15/ W. Häfele et al.:
Fusion and Fast Breeder Reactors IIASA Research Report RR-77-8, Laxemburg, Austria, November 1976
- /16/ M. Rapin:
Notes D'Information Numero 12, CEA, Dezember 1981
- /17/ Interne Mitteilung, KfK-Projektleitung Schneller Brüter

/18/ K.W. Klein:

Nuclear Power Investment and Generating Costs,
IAEA Interregional Training Course, 3rd-Sept. -
15th-Nov. 1979 at Karlsruhe Nuclear Research Center.

Tabelle A1: Brennstoffmassenflüsse als Grundlage zur Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten

Reaktor	DWR		LWR-Pu-Burner	FDWR	SBR
	1)	2)			
Elektrische Nettoleistung (MW)	1000		1000	1000	1000
Konversions-/Brutrate	0.6		0.7	0.95	1.1
<u>Brennstoffinventar</u>					
<u>Core</u>					
Uran (tHM)	79.06	78,2	76.63	82.95	23.1
Anreicherung (%U235)	2.14	2.22	abger.	abger.	abger.
Plutonium, Total (tHM)	-	-	3.6	10.45	4.38
<u>Axiales Blanket</u>					
Uran, abger. (tHM)	-	-	-	-	15.93
<u>Radiales Blanket</u>					
Uran, abger. (tHM)	-	-	-	-	38.23
Lastfaktor	0.74	0.74	0.74	0.74	0.74
<u>Brennstoffnachladung</u>					
<u>Core</u>					
Uran (tHM/a)	26.0	15.97	23.4	14.292	7.79
Anreicherung (%U235)	3.0	4.15	abger.	abger.	abger.
Plutonium, Total (tHM/a)	-	-	1.65	1.767	1.47
<u>Axiales Blanket</u>					
Uran, abger. (tHM/a)	-	-	-	-	5.35
<u>Radiales Blanket</u>					
Uran, abger. (tHM/a)	-	-	-	-	4.04
<u>Brennstoffentladung</u>					
<u>Core+Blankets</u>					
Uran (tHM/a)	24.93	14.83	22.8	13.365	16.413
Anreicherung (%U235)	0.828	0.720	abger.	abger.	abger.
Plutonium, Total (tHM/a)	0.229	0.172	1.06	1.717	1.568
<u>Brennstoffinventar nach Betriebsende</u>					
<u>Core+Blankets</u>					
Uran (tHM)	76.7	77.34	75.8	82.02	75.062 ³⁾
Anreicherung (%U235)	1.366	1.830	abger.	abger.	abger.
Plutonium, Total (tHM)	0.554	0.706	3.2	10.40	4.522 ³⁾
Quelle	/12/		/12/	/8/	/15/

- 1) gegenwärtiger Druckwasserreaktor
 2) 15% verbesserter Druckwasserreaktor
 3) eigene Annahme

Tabelle A2: Technische Daten über die Brennstoffhandhabung bei Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten

Reaktortyp	DWR		LWR-Pu Burner	FDWR	SBR
	1	2			
Standzeit im Gleichgewicht					
-Brennelemente (Zyklen)	3	5	3	6	3
-Rad. Brutelemente (Zyklen)	-	-	-	-	9
Dauer eines Betriebszyklus im Gleichgewicht (Volllasttage)	270		270	270	270
Anlagenwirkungsgrad	0.33		0.33	0.346	0.40
Referenzabbrand (GWd/t)	30.4	50.7	33	50	77.5
Anlagenlebensdauer (Jahre)	30		30	30	30
Fabrikationszeit (Jahre)	0.5		0.5	0.5	0.5
Lagerungs-, Transport- und Wiederaufarbeitungszeit (Jahre)	5		1.5-6.5	1.5-6.5	1.5-6.5
Materialverluste (%)	1		1	1	1
Tails Assay bei Anreicherung (%)	0.2		-	-	-

Tabelle A3: Wirtschaftliche Eingangsdaten für die Brennstoffkreislaufkostenberechnung

Reaktortyp	DWR	LWR-Pu-Burner	FDWR	SBR
Kosten für die Brennstoffreserven (in Prozent der Erstcorekosten)	5	5	5	5
Natururanpreis (DM/kgU ₃ O ₈)	132 ^{1,6)} ,400	-	-	-
Abgereichertes Uran (DM/kg)	-	20	20	20
Trennarbeitspreis (DM/kg UTA)	100,200 ⁶⁾ ,400	-	-	-
Plutoniumpreis (DM/g)	50	10-100	10-100	10-100
Fabrikationskosten				
Brennelemente (DM/kg U)	500 ⁶⁾	-	-	-
Brennelemente (DM/kg U+Pu)	-	1000-3000	2000-7000	3000-7000
Brutelemente (DM/kg U)	-	-	-	500
Zwischenlagerungskosten (DM/kg'a)	132 ²⁾	132	132	132
Transport-, Wiederaufarbeitungs- und Endlagerungskosten				
Brennelemente (DM/kg U+Pu)	2700 ^{3,6)} ,5400	2000-5000	2000-8000	2000-8000
Brutelemente (DM/kg u/Pu)	-	-	-	2200
Direkte Endlagerung (DM/kg U+Pu) ⁴⁾	1000	-	-	-
Diskontsatz (%/a)	10	10	10	10
Steuersatz auf den Brennstoffwert (%/a) ⁵⁾	4,5	4,5	4,5	4,5

- 1) inklusiv Konversion, 1 \$ \cong 2.00 DM
- 2) Variante aus grundsätzlichen Lagerkonzepten außerhalb der Kernkraftwerke: Naßlagerung, Lagerkapazität 500 t /17/
- 3) ohne Gutschriften für Resturan und Plutonium
- 4) inklusiv Brennelementtransport und Konditionierung
- 5) siehe Anhang "Besteuerungsgrundlage für die Brennstoffvermögenswerte"
- 6) siehe Referenz /13/.
Alle nicht gekennzeichneten Zahlen wurden vom Autor festgelegt.

Szenario	Nr.	Pu- Inventar	CR	2010		2020		2030		2040		2050	
				t/a	kum.								
LWR-OT	0	-	0.6	11.2	187	14.5	316	17.2	475	17.2	647	17.2	815
LWR-U	1	-	0.6	8.9	158	11.4	262	13.2	389	13.2	520	13.2	650
LWR+FDWR	2	6.1	0.85	7.2	137	8.5	214	9.3	305	7.7	390	7.1	465
LWR+FDWR	3	6.1	0.90	7.1	136	8.3	212	8.9	300	7.2	380	6.4	450
LWR+FDWR	4	6.1	0.95	7.0	135	8.0	210	8.5	294	6.6	370	5.7	433
LWR+FDWR	5	6.5	0.95	7.1	137	8.2	212	8.7	298	6.7	376	5.8	440
LWR+FDWR	6	7.0	0.95	7.2	138	8.3	214	8.9	302	7.0	382	6.1	449
LWR+LWR- Pu-Burner	7	2.15	0.7	5.6	130	8.6	204	9.5	295	9.3	388	9.0	480

Tabelle A4: Natururanbedarf alternativer Konverterszenarien
in 10³ Tonnen

Besteuerungsgrundlage für die Brennstoffvermögenswerte

Bei der Ermittlung des Steuersatzes wurde als Kraftwerksbetreiber ein privatwirtschaftlich organisiertes Unternehmen (Gesellschaft mit Eigenkapitalverzinsung) zugrunde gelegt. Die Eigenkapitalquote betrage 25%. Als Eigenkapitalrendite nach Steuern sei ebenso wie für die Verzinsung des Fremdkapitals 10 Prozent pro Jahr angenommen. Der ortsabhängige Steuerhebesatz (HS) zur Berechnung der Gewerbesteuer- und Gewerbeertragssteuer sei 340 Prozent. Dann sind folgende Steuern zu zahlen:

Steuerart	Steuer- satz %/a	für Eigen- kapital %/a	für Fremd- kapital %/a
Gewerbekapitalsteuer	0.2*HS	0.68	0.68
Vermögenssteuer	0.7	0.70	-
Körperschaftssteuer	36 bzw. 56	6.5	-
Gewerbeertragssteuer	5*HS		
- auf die Eigenkapitalrendite		1.7	-
- auf die Fremdkapitalzinsen		-	1.7
- auf die Vermögenssteuer		0.12	-
- auf die Körperschaftssteuer		1.12	-
Gesamt (%)		10.82	2.38

Die Steuerquote für eingesetztes Eigenkapital beläuft sich danach auf 10.82 Prozent, für Fremdkapital auf 2.38 Prozent pro Jahr. Bei obiger Aufteilung ergibt sich dann als Durchschnittswert 4.5 Prozent pro Jahr /18/.