

**Optimierung der Zykluslänge
von
Leichtwasserreaktoren**

Von der Fakultät Maschinenbau der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von

Eberhard Grauf
aus Heilbronn / N^{*)}

Hauptberichter: Prof. G. Lohnert, Ph. D.

Mitberichter: em. Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. Franz Mayinger

Tag der mündlichen Prüfung: 18.02.2004

Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE) der Universität Stuttgart
2004^{**)}

^{*)} Geburtsort

^{**)} Erscheinungsjahr

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand neben meiner Tätigkeit im Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar GKN in Neckarwestheim.

Dem Direktor des Instituts „Kernenergetik und Energiesysteme“ (IKE) der Universität Stuttgart, Herrn Professor G. Lohnert, Ph. D., dessen persönlicher Einsatz in den Entscheidungsgremien der Universität Stuttgart diese Promotion im Rahmen eines „Eignungsfeststellungsverfahrens“ ermöglicht hat und der die Arbeit wissenschaftlich betreute, gilt mein besonderer Dank. Seine Anregungen und die Diskussionen mit ihm waren stets eine wertvolle Hilfe.

Ebenso möchte ich mich bei Herrn em. Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. E.h. F. Mayinger München für seine Bereitschaft die Arbeit kritisch zu bewerten und den Mitbericht zu erstellen, herzlichst bedanken.

Mein Dank gilt auch der Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar GmbH (GKN) Neckarwestheim sowie der FRAMATOME ANP (FANP) Erlangen, die der Nutzung und Veröffentlichung von Firmendaten im verwendeten Umfang zugestimmt haben.

Talheim, Februar 2004

Eberhard Grauf

Inhaltsverzeichnis

1	Abkürzungen und Formelzeichen	6
2	Zusammenfassung / Abstract	9
3	Historie und neuere Entwicklungen	13
3.1	HISTORIE	13
3.2	NEUERE ENTWICKLUNGEN	15
4	Zykluslängenabhängige Kostenfaktoren	18
4.1	BRENNSTOFFKOSTEN	18
4.1.1	<i>Brennstoffanschaffungskosten</i>	20
4.1.2	<i>Brennstoffentsorgungskosten</i>	21
4.1.3	<i>Brennstoffkosten in Abhängigkeit von der Zykluslänge</i>	27
4.2	KOSTEN VON REVISIONEN UND BRENNELEMENTWECHSELN	52
4.2.1	<i>Revisionslängen</i>	53
4.2.2	<i>Prinzipieller Ablauf von Revisionen und Brennelementwechseln</i>	56
4.2.3	<i>Revisionskosten</i>	60
4.2.4	<i>Revisionskosten als Funktion der Revisionslänge</i>	62
4.2.5	<i>Revisionskosten in Abhängigkeit von unterschiedlichen Zykluslängen</i>	71
4.2.6	<i>Performance Indikatoren für Revisionen</i>	74
4.3	ERSATZSTROMKOSTEN	83
5	Optimierung von Zykluslängen unter Kostenaspekten	89
5.1	OPTIMIERUNGSRECHNUNG	89
5.2	PROGRAMM ZUR OPTIMIERUNG VON ZYKLUSLÄNGEN	92

6	Sicherheitsaspekte bei der Optimierung von Zykluslängen	95
6.1	UNTERSUCHUNGEN ZUM RISIKO DES NICHTLEISTUNGSBETRIEBS VON LEICHTWASSERREAKTOREN	95
6.2	FÜR ZYKLUSOPTIMIERUNGEN RELEVANTE PSA-ERGEBNISSE	97
6.2.1	<i>Der „Mitte Loop“ Betrieb in Druckwasserreaktoren</i>	97
6.2.2	<i>PSA Ergebnisse für Nichtleistungsbetrieb von Siedewasserreaktoren</i>	98
6.2.3	<i>Ergebnisse der vertieften deutschen PSA „Nichtleistungsbetrieb“ für Druckwasserreaktoren</i>	99
6.2.4	<i>Sicherheitstechnische Anforderung bei Zyklusoptimierung</i>	101
6.2.5	<i>Revisionsstrategien für kurze Brennelementzyklen unter Sicherheitsaspekten</i>	103
6.2.6	<i>Sicherheitstechnisch relevante Auswirkungen der Zyklusoptimierung auf den Abbrand</i>	105
7	Ökologische Aspekte der Zyklusoptimierung	107
8	Verfügbarkeitsaspekte	109
8.1	AUSWIRKUNGEN DER ZYKLUSLÄNGE AUF DIE ANLAGENVERFÜGBARKEIT	109
8.2	GENEHMIGUNGSASPEKTE	111
9	Ergebnisse einer Zyklusoptimierung unter verschiedenen Randbedingungen	113
9.1	DEUTSCHLAND	113
9.1.1	<i>Zyklusoptimierung für GKN II; Status 2000 (Fall D1)</i>	113
9.1.2	<i>Zyklusoptimierung im Falle von Wiederaufarbeitung der Brennelemente (Fall D2)</i>	115
9.1.3	<i>Zyklusoptimierung bei direkter Endlagerung und teilweise nicht mengenabhängigen Entsorgungskosten (Fall D3)</i>	117
9.1.4	<i>Einfluss einer Anreicherungshöhung auf die Zyklusoptimierung (Fall D4)</i>	119
9.1.5	<i>Der Einfluss verlängerter Revisionen (Fall D5)</i>	121
9.1.6	<i>Schlussfolgerungen aus den Optimierungsberechnungen für GKN II</i>	122

9.2	FRANKREICH	124
9.2.1	<i>Zykluslängenoptimierung für das Projekt EPR (Fall F1)</i>	125
9.2.2	<i>Zyklusoptimierung für die P 4 - 1300 MW Anlagen in Frankreich (Fall F2)</i>	130
9.2.3	<i>Zyklusoptimierung EDF P 4 - Anlagen ohne Ersatzstromkosten (Fall F3)</i>	134
9.2.4	<i>Bewertung der Situation in Frankreich</i>	135
9.3	USA	136
9.3.1	<i>Sind 24 - Monatszyklen unter den derzeitigen Randbedingungen noch sinnvoll?</i>	136
10	Schlussfolgerungen und Ausblick	140
11	Literaturverzeichnis	143
12	Anhänge	146

1 Abkürzungen und Formelzeichen

Abkürzungen

ABWR	Advanced Boiling Water Reactor (Japan. Entwicklung)
AP 600 / 1000	Advanced Pressurized Water Reactor (US - Entwicklung)
APWR	Advanced Pressurized Water Reactor (Japan. Entwicklung)
BE	Brennelement
BIGR	(Russischer) Schnellneutronen Impuls Graphit Reaktor
BNFL	British Nuclear Fuel Ltd. (Betreiber der britischen WAA)
BS	Brennstab
Cabri	Reacteur de Recherche (franz. Versuchsreaktor)
CILC	Crud Induced Localized Corrosion
COGEMA	Compagnie Generale des Matieres Nucleaires (Betreiber der französischen WAA)
COOPRA-LPSD	Cooperative Probabilistic Risk Assessment (Low Power and Shut Down Working Group)
DE	Direkte Endlagerung (von abgebrannten Brennelementen)
DUPLEX	Hüllrohrvariante für Brennstäbe mit zweilagigem Aufbau
DWR	Druckwasserreaktor
EDF	Electricite de France (französischer Kernkraftwerksbetreiber)
EPR	Europäischer Druckwasserreaktor
Euratom	Europäische Atomgemeinschaft
FLR	Forced Loss Rate (INPO / WANO Verfügbarkeitsindikator)
IAEA	Internationale Atomenergie Behörde; Wien
KMV	Kühlmittelverlust Störfälle
KONVOI	Deutsche Druckwasserreaktor-Baureihe der Fa. SIEMENS - KWU
MOD	Minimal Outage Time by Design
MOX-BE	Mischoxid Brennelemente (Pu_{fiss} anstatt U 235)
NSRR	Nuclear Safety Research Reactor (Japan)
OECD	Organization for Economic Co-Operation and Development

OPI	Outage Performance Indicator
PCI	Pellet Cladding Interaction
PSA	Probabilistische Sicherheitsanalysen
RBMK	(Russischer) Leichtwasser gekühlter graphitmoderierter Reaktor
RIA	Reactivity Initiated Accident
ROL	Realized Outage Time (Revisionsdauer)
RRF	Reziprocal Reload Fraction (Anteil Brennelemente von der Gesamtmenge Brennelemente eines Reaktorkerns)
RSK	Reaktorsicherheitskommission
SM	Schwermetall
SPERT- CDC	Special Power Excursion Reactor Test
SWR	Siedewasserreaktor
USNRC	U.S. Nuclear Regulatory Commission
VIB	Vorbeugende Instandhaltung im Leistungsbetrieb
VLT	Volllasttage
WAA	Wiederaufarbeitung (von abgebrannten Brennelementen)
WANO	World Association of Nuclear Operators
WAU-BE	Brennelemente mit rezykliertem Uran aus der Wiederaufbereitung

Formelzeichen

σ_a	Mikroskopischer Absorptionsquerschnitt
Φ_{th}	Thermischer Neutronenfluss
A_{BE}	Brennelementabbrand
A_{BS}	Brennstababbrand
A_{Ent}	Entladeabbrand
A_{lok}	Lokaler Brennstababbrand
f	Korrekturfaktor für OPI; berücksichtigt Abhängigkeit des OPI von MOD
$F_{\Delta h}$	Heisskanalfaktor (bezogen auf Enthalpieerhöhung im Kühlmittel)
F_q	Heisskanalfaktor (bezogen auf Wärmestromdichte an der BS – Oberfläche)
IRZ	Gesamtrevisionszeit in einem definierten (Analyse-) Zeitraum
KB	(Gesamt) Brennstoffkosten in einem definierten (Analyse-) Zeitraum
Kb	Brennstoffkosten pro Zyklus
Ke	Ersatzstromkosten pro Tag in Abhängigkeit von der gefahrenen Zykluslänge
Kea	Ersatzstromkosten pro Tag in Abhängigkeit von dessen jahreszeitlicher Lage
KE	(Gesamt-) Ersatzstromkosten in einem definierten (Analyse-) Zeitraum
Kr	Revisionskosten pro Revision
KR	(Gesamt-) Revisionskosten in einem definierten Zeitraum
korr M	Korrekturfaktor „Menge“ (berücksichtigt Veränderung der Instandhaltungsumfänge)
korr PG	Korrekturfaktor „Preisgleitung“ (berücksichtigt Preisentwicklung)
korr VIB	Korrekturfaktor „VIB“ (berücksichtigt Verlagerung von Instandhaltungstätigkeiten aus dem Stillstand in den Leistungsbetrieb eines Reaktors)
K_{SM}	Brennstoffkosten pro kg SM
m_{sm}	Masse Schwermetall
n_{BE}	Anzahl Brennelemente
N_{235}	Anzahl U 235 Atome
N_{Rev}	Anzahl Revisionen
w/o	Gewichtsprozent
ZL	Zykluslänge in VLT

2 Zusammenfassung / Abstract

Zusammenfassung

Leichtwasserreaktoren sind der dominierende Reaktortyp bei kommerziellen Kernkraftwerken. Im Gegensatz zu Reaktortypen wie Schwerwasserreaktoren oder den graphitmoderierten gasgekühlten Reaktoren sind sie nicht für den kontinuierlichen Wechsel des Kernbrennstoffs konzipiert, sondern werden diskontinuierlich mit Brennstoff beladen. Bis zum Beginn der 90er Jahre war es üblich diesen Brennstoffwechsel einmal pro Jahr durchzuführen. In Verbindung mit diesem Brennelementwechsel wurden in der Regel auch die technischen Einrichtungen überprüft und gewartet. Der Brennelementwechsel war damit Bestandteil einer Anlagenrevision.

Der durch die Liberalisierung der Strommärkte entstandene Kostendruck führte zu einer Veränderung dieser Praxis, meist dazu, dass die Zykluslänge von 12 auf bis zu 24 Monate ausgedehnt wurde. Dabei versprach man sich integral kürzere Stillstandszeiten und eine damit einhergehende Kostensenkung. Wird ein Leichtwasserreaktor allerdings mit derartig langen Zyklen betrieben, verschlechtert sich die Brennstoffausnutzung mit der Folge, dass die Brennstoffkosten ansteigen. Somit gibt es gegenläufige Effekte und es bedarf einer Methode, die unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimale Zykluslänge zu bestimmen. Eine derartige Methodik wurde in dieser Arbeit entwickelt. Mit dieser Methode kann gezeigt werden, dass länderspezifische Rahmenbedingungen zu unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich der optimalen Zykluslänge führen. Manche dieser Rahmenbedingungen sind durch den Reaktorbetreiber beeinflussbar, andere nicht. Eine wesentliche vom Betreiber beeinflussbare Randbedingung ist die für den Brennelementwechsel erforderliche Stillstandszeit. Vor allem in Europa können durch kurze Stillstandszeiten in Kombination mit kurzen Zykluslängen nachhaltige Kostenpotenziale erschlossen werden, die vor allem den Vorteil haben, das Sicherheitsniveau der Anlagen nicht oder nur unerheblich zu beeinträchtigen. Die Ergebnisse der modellhaft durchgeführten Zyklusoptimierungen zeigen, dass es unter europäischen Verhältnissen wirtschaftlich nicht sinnvoll ist, die Zykluslängen über 12

Monate hinaus auszudehnen, sondern dass eher eine Reduzierung der Zykluslängen erwogen werden sollte.

In USA ist das Konzept, die Anlagen mit längeren Zyklen zu betreiben, nach wie vor richtig, obwohl die Revisionszeiten in den letzten Jahren signifikant verkürzt wurden. Dies liegt an den dort vergleichsweise niedrigen (mengenabhängigen) Brennstoffkosten, da die Entsorgungskosten in USA noch immer von der erzeugten Energie und nicht vom Brennstoffverbrauch abgeleitet werden.

Die Variation von Zykluslängen muss, da beim Betrieb eines Kernreaktors die Gewährleistung der sicherheitstechnischen Anforderungen zum Schutz der Umwelt Vorrang vor wirtschaftlichen Zielen hat, nicht nur unter Kostengesichtspunkten betrachtet werden. Deshalb wird neben der Kostenoptimierung auch die Rückwirkung variierender Zykluslängen auf den Sicherheitsstatus der Anlagen bewertet. Des Weiteren wurden ökologische Aspekte sowie die Auswirkungen variierender Zykluslängen auf die Zuverlässigkeit des Betriebes der Anlagen beleuchtet. Unter ökologischen Aspekten wäre es sinnvoll, die Zykluslänge in Leichtwasserreaktoren zu reduzieren, da dies zu einer besseren Brennstoffausnutzung und damit einhergehend zur Reduzierung des Aufkommens hoch radioaktiver Abfälle führt.

Als „Nebenprodukt“ dieser Arbeit wurde die Definition eines „Revisions-Performance-Indikators“ OPI (**O**utage **P**erformance **I**ndicator) erarbeitet. Die Revisionsperformance wird derzeit anhand einer Vielzahl von Ranglisten gemessen /1, 23, 24, 25/. Diese beziehen sich auf einzelne Reaktortypen, auf Hersteller, auf Altersklassen etc. Ein allgemeiner anlagenübergreifend verwendbarer Indikator existiert derzeit nicht, der hier definierte OPI ist ein geeigneter Lösungsansatz.

Als „Normierungsbasis“ für den OPI dient eine für jede Anlage charakteristische Kennziffer **MOD** (**M**inimal **O**utage length by **D**esign) . Diese ist definiert als der von der Anlagentechnik bestimmte Zeitbedarf zur Durchführung eines (Standard-) Brennelementwechsels. Mit den beiden Kennziffern lassen sich sowohl Anlagendesigns hinsichtlich ihres Potenzials für kurze Brennelementwechselzeiten als auch die Revisionsperformance des Betreibers werten.

Abstract

Light-water reactors are the predominant type of reactors in commercial power plants. In contrast to heavy-water reactors or graphite-moderated, gas-cooled reactors, they are not conceived for continuous refuelling, but are discontinuously loaded with fuel. Until the beginning of the nineties, it was common practice to have the fuel exchanged once per year. This refuelling was usually accompanied by the check and maintenance of technical installations. Hence, refuelling was part of a plant outage.

The cost pressure resulting from the liberalization of the electricity markets caused this practice to change. Mostly, cycle length was extended from 12 to up to 24 months. This was expected to result in shorter total outage duration and an associated cost reduction. However, if a light-water reactor is operated with such long cycles, fuel utilization is reduced. As a consequence, fuel costs increase. In view of these opposing effects, a method is needed to determine the optimum cycle length from an economic aspect. The method developed here demonstrates that the rather different boundary conditions in the countries using nuclear energy lead to varying results regarding the optimum cycle length. Some of these boundary conditions may be influenced by the operating companies, others not. A major boundary condition that can be influenced by the operating company is the outage time needed for refuelling. In Europe in particular, short outage times in combination with short cycle lengths allow considerable potential cost savings with little or no impact on safety. The results reveal that under European conditions, it is not sensible from the economic point of view to extend cycle length beyond 12 months. Instead, a reduction of cycle lengths should be considered.

In the U.S., the concept of operating plants with longer cycles is still appropriate, although outage times were shortened significantly in the past years. This is due to the comparably small (quantity-dependent) fuel costs, since disposal costs in the USA are still derived from the energy generated rather than fuel consumption.

As safety requirements for the protection of the environment have priority over economic objectives when operating a nuclear reactor, variation of cycle lengths should not only consider cost aspects. Hence, also the consequences of varying cycle

lengths on the safety of the plants are evaluated apart from cost optimization. In addition, ecological aspects and consequences of varying cycle lengths on the reliability of plant operation were studied. Under ecological aspects, it would be sensible in any case to reduce cycle length in light-water reactors, as this leads to a reduction of the high-level waste volume.

As a “by-product” of this work, an “outage performance indicator” (**OPI**) was defined. Presently, outage performance is measured by a number of ranking lists /1, 23, 24, 25/. These refer to individual types of reactors, manufacturers, age classes, etc. An universal indicator does not yet exist. The OPI defined here provides a suitable approach.

The **OPI** is based on the **MOD** (**M**inimal **O**utage length by **D**esign), which is characteristic of each plant. **MOD** is defined as the plant technology-determined time needed for (standard) refuelling. **MOD and OPI** allow an evaluation (benchmark) of plant designs with regard to their potential for short refuelling times as well as the outage performance of the operating company.

3 Historie und neuere Entwicklungen

3.1 Historie

Weltweit produzierten Ende 2001 434 Kernkraftwerke Strom durch Spaltung von Uran und/oder Plutonium - haltigem Brennstoff. 8 Reaktoren nahmen in 2000/2001 erstmalig den Betrieb auf, 33 weitere sind derzeit im Bau. 75% davon sind Druck- bzw. Siedewasserreaktoren, bei denen Leichtwasser als Moderator und Kühlmittel des Reaktors dient (**Tabelle 3-1**). Der Leichtwasserreaktor dominiert damit derzeit die nukleare Stromerzeugung. Betrachtet man die vor allem im asiatischen Raum existierenden Neubauprogramme und die Entwicklungsprogramme für neue Leichtwasserreaktoren (EPR, AP 600 / 1000, APWR, ABWR, SWR 1000), wird das in der näheren Zukunft auch so bleiben.

Leistungsreaktoren der Welt nach Typen		
Leichtwasserreaktoren (SWR u. DWR)	344	2000/2001: + 5
Schwerwasserreaktoren	34	2000/2001: + 3
Gasgekühlte Reaktoren	34	
RBMK Reaktoren	18	
Sonstige (z.B. Brüter)	4	

Tabelle 3-1 Leistungsreaktoren Ende 2001 *Quelle IAEA Pris database*

Ein Charakteristikum von Leichtwasserreaktoren ist, dass diese in regelmäßigen Abständen zum Brennstoffwechsel abgeschaltet werden müssen, im Gegensatz zu Schwerwasserreaktoren, den russischen RBMK Reaktoren oder den gasgekühlten Kugelhaufenreaktoren, die so konzipiert sind, dass kontinuierlich d.h. ohne Unterbrechung des Leistungsbetriebs der Kernbrennstoff erneuert werden kann.

Den Zeitraum vom Wiederaufstart eines Reaktors nach einem Brennelementwechsel bis zum nächsten geplanten Abschalten zum Brennstoffwechsel bezeichnet man bei

Reaktoren, die ihren Brennstoff diskontinuierlich ergänzen, als Zykluslänge. Die Zykluslänge wird hinsichtlich der Kernausslegung in „Volllasttagen“ [VLT] definiert. Eine Zykluslänge von 350 VLT entspricht dabei einem Betriebszeitraum von 350 Tagen mit der genehmigten maximalen Leistung des Reaktors vom Anfahren des Reaktors nach einem Brennelementwechsel bis zum Abschalten für den nächsten Brennelementwechsel. Da in einem derartigen Zeitraum aus verschiedenen Gründen - allein schon während des An- und Abfahrens oder wegen Lastfolgebetrieb - ein Reaktor nicht immer mit Volllast betrieben wird, ist die „kalendarische Zykluslänge“ [d] immer größer als die für die Kernausslegung relevante Zykluslänge, definiert in Volllasttagen [VLT].

Reaktoren müssen, wie alle technischen Einrichtungen, regelmäßig gewartet und überprüft werden, um die Funktionsfähigkeit und den Sicherheitsstatus der Anlagen über die gesamte Betriebszeit hinweg zu gewährleisten. Für eine Reihe von diesen Wartungsarbeiten ist es ebenfalls notwendig die Anlagen abzuschalten.

In Leichtwasserreaktoren hat man in der Vergangenheit die zum Brennstoffwechsel erforderliche Abschaltung gleichzeitig auch dazu genutzt, routinemäßige Instandhaltungstätigkeiten durchzuführen. Brennstoffwechsel und Anlagenrevisionen fanden damit üblicherweise gemeinsam statt. In Anlagen, die in der Lage sind auch während des Leistungsbetriebs ihren Brennstoff ohne Betriebsunterbrechung zu erneuern, werden die Abschaltzeitpunkte allein durch Instandhaltungserfordernisse bestimmt.

In den Leichtwasserreaktoren war die Abschaltung einmal pro Jahr zur gleichzeitigen Durchführung der Anlagenrevision und des Brennelementwechsels die Regel. Daraus resultieren Zykluslängen von 300 bis 340 VLT, je nach Zeitbedarf für die Durchführung des Brennelementwechsels und der erwarteten Anlagenverfügbarkeit.

Für diese Zykluslänge waren im Wesentlichen zwei Gründe maßgebend:

- In den meisten Ländern gibt es jahreszeitlich bedingte Hoch- und Schwachlastzeiten. Die Energieversorger waren deshalb daran interessiert, die Stillstandszeiten für Inspektionen und Brennelementwechsel möglichst in diese Schwachlastzeiten zu legen, in Europa z.B. in die Ferienzeiten der Sommermonate.

- Leichtwasserreaktoren unterliegen wie alle Kraftwerksanlagen den konventionellen Regelungen für Druckbehälter und Dampfkessel. Diese Vorschriften fordern z.B. in jährlichem Turnus die Überprüfung von Sicherheitseinrichtungen zur Druckabsicherung, die Kontrolle druckführender Behälter und Rohrleitungen etc. Die jährliche Abschaltung einer Anlage zur Durchführung dieser Tätigkeiten ist deshalb ein üblicher industrieller Standard in der Kraftwerkstechnik, den auch die zur Stromerzeugung konzipierten Nuklearanlagen erfüllen müssen. In Nuklearanlagen sind darüber hinaus eine Vielzahl wiederkehrender Prüfungen zur Gewährleistung der Funktionsfähigkeit der Sicherheitssysteme erforderlich, deren Prüfintervalle sich in Anlehnung an die konventionelle Prüfpraxis häufig ebenfalls am Jahreszeitraum orientieren.

In Leichtwasserreaktoren hat man im Gegensatz zu den schwerwassermoderierten Reaktoren auf die Möglichkeit des kontinuierlichen Brennstoffwechsels während des Leistungsbetriebs verzichtet. Die Systeme für einen Brennelementwechsel unter Betriebsdruck sind einerseits relativ teuer, störanfällig und stellen auch ein höheres Risiko für Kühlmittelverluste dar, insbesondere wenn z.B. wie bei Druckwasserreaktoren, der Wechsel bei Systemdrücken um 15 MPa erfolgen müsste.

3.2 Neuere Entwicklungen

Zu Beginn der 90er Jahre führten tiefgreifende Veränderungen in den Energiewirtschaften vieler Länder zur Notwendigkeit die Kosten der nuklearen Stromerzeugung zu senken. Mit der Strommarktliberalisierung traten strategische Überlegungen wie Versorgungssicherheit, Energiemix, Unabhängigkeit von Energieimporten in den Hintergrund, der Energiemarkt orientierte sich in diesem veränderten Umfeld primär an Erzeugungskosten. Die nukleare Stromerzeugung musste sich diesem Kostendruck verstärkt stellen und dies unter sich auch anderweitig verschlechternden Rahmenbedingungen. Die Preise für fossile Energieträger waren ab Anfang der 90er Jahre rückläufig, insbesondere gingen die Gaspreise in Westeuropa deutlich zurück. Gleichzeitig erhöhten sich die Kernbrennstoffkosten vor allem durch Verteuerung der Entsorgungskosten für abgebrannten Kernbrennstoff. Erst ab Mitte der 90er Jahre waren

wieder gegenläufige Entwicklungen bei den Preisen für fossile Energieträger zu verzeichnen (**Abbildung 3-1**).

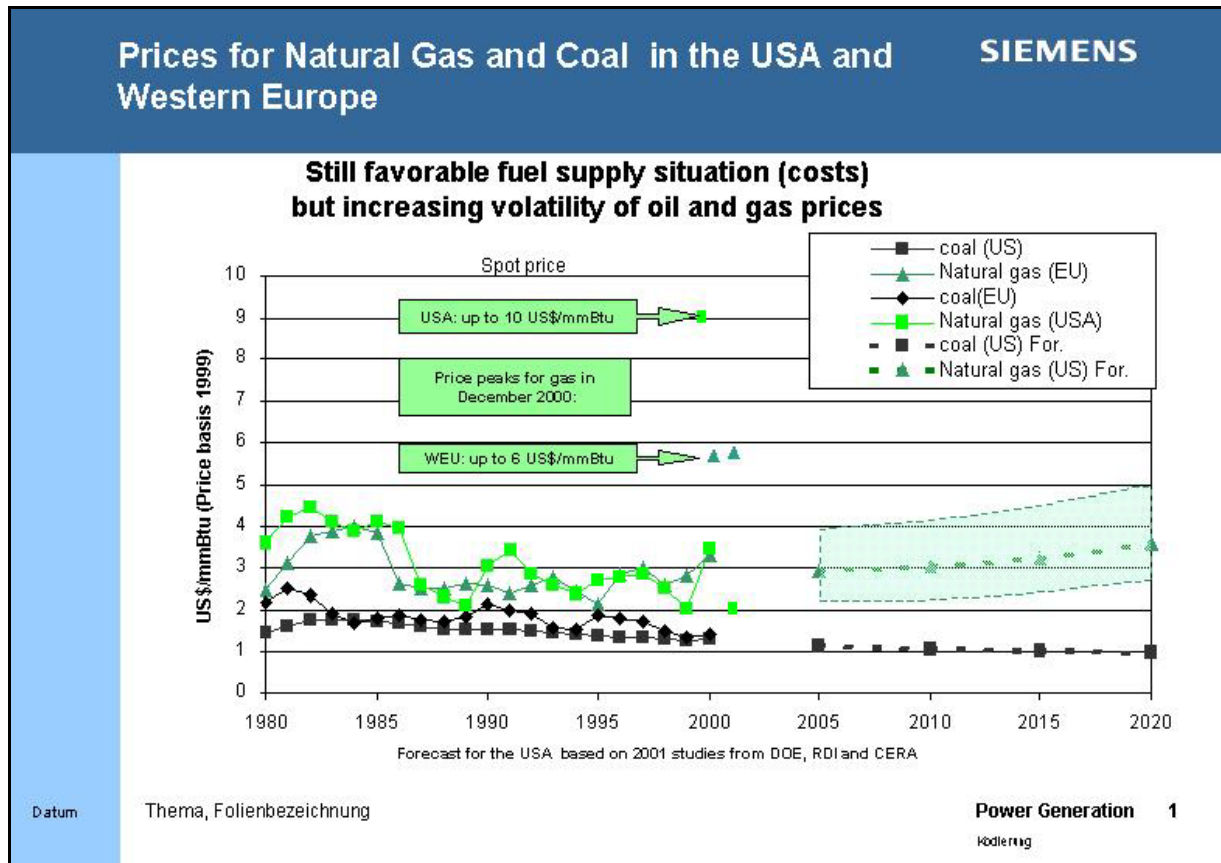


Abbildung 3-1 Entwicklung der Stromerzeugungskosten fossiler Energieträger in Westeuropa und USA (*Quelle SIEMENS*)

In den Kernkraftwerken wurden weltweit zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit Maßnahmen zur Reduzierung der Erzeugungskosten eingeleitet. Eine der bevorzugten Methoden war, die Anlagenverfügbarkeit durch Verkürzung der Anlagenstillstände zu erhöhen, und/oder weniger Stillstände durchzuführen d.h. die Betriebszyklen zu verlängern. Dadurch versprach man sich auch eine Reduzierung der Instandhaltungskosten.

Vor allem die Betreiber in USA forcierten diese Entwicklung und tendierten dazu, die Abschaltung ihrer Anlagen nur noch einmal in 2 Jahren durchzuführen. Eine besondere Motivation hierfür waren die in den USA Anfang der 90er Jahre noch relativ langen

Revisionszeiten. Von einer Zyklusverlängerung versprach man sich unter diesen Randbedingungen eine deutliche Erhöhung der Anlagenverfügbarkeit und eine damit einhergehende Senkung der Erzeugungskosten.

Andere Länder folgten dieser Entwicklung, auch in Europa war ein Trend hin zur Verlängerung der Zykluslängen zu beobachten. Der größte Kernkraftwerksbetreiber der Welt, die EDF in Frankreich, verlängerte z.B. in 1996 bei den 1300 MW Anlagen die Zykluslängen auf 18 Monate.

Die Verlängerung der Zykluslängen geht jedoch einher mit einer schlechteren Brennstoffausnutzung, sie führt deshalb bei gleicher Erzeugung zu höheren Brennstoffkosten. Diese Auswirkungen wurden bei den für die Brennstoffeinsatzplanung zuständigen Experten erkannt und es kam deshalb bald zu intensiven Diskussionen, welche Zykluslängen denn nun die optimalsten in Hinblick auf wirtschaftliche Stromerzeugung seien. Dass es in Deutschland sogar zu einer gegenläufigen Entwicklung gekommen war, und man in einem der neueren deutschen Druckwasserreaktoren (KONVOI Anlage GKN II) ab 1998 entgegen dem allgemeinen Trend gezielt Zyklusverkürzungen auf 6 Monate praktizierte, gab den Diskussionen neuen Auftrieb /2, 3, 4, 5, 6/.

In der jüngsten Vergangenheit beobachtet man in den USA wieder einen leicht rückläufigen Trend, vor allem die sehr langen Zykluslängen von 24 Monaten werden weniger häufig praktiziert /7/. Angesichts dieser sehr konträren Entwicklungen stellt sich sofort die Frage, welche der Strategien denn nun die richtige ist, zumal sich Leichtwasserreaktoren weltweit nicht so sehr in ihrem Design unterscheiden, zumindest nicht in der Auslegung der Reaktorkerne. Die Klärung dieser Frage war die primäre Motivation für diese Arbeit.

Zunächst werden die drei relevanten Kostenfaktoren die bei der Optimierung der Zykluslänge von Bedeutung sind, ihre Abhängigkeiten von der Zykluslänge sowie beispielhaft an einer Referenzanlage deren quantitative Bestimmung erläutert.

4 Zykluslängenabhängige Kostenfaktoren

Die wesentlichen Einflussfaktoren für die wirtschaftliche Optimierung von Zykluslängen sind die **Brennstoffkosten**, die **Instandhaltungs- (Revisions-) kosten** sowie die **Ersatzstromkosten**. Sie werden im Folgenden einzeln betrachtet.

4.1 Brennstoffkosten

Brennstoffkosten tragen anteilig zwischen 25 und 40% zu den Erzeugungskosten eines Reaktors bei. Sie sind bestimmt durch den mengenmäßigen Bedarf an Brennstoff und dessen spezifische Kosten.

In Leichtwasserreaktoren wird der Brennstoff in Form von Brennelementen (BE) in den Reaktor eingebracht. Brennelemente bestehen im Wesentlichen aus den Brennstäben, in denen der Brennstoff, der in Tablettenform hergestellt wird, eingeschlossen ist. Die Brennstäbe werden durch ein „Skelett“ zu einem Brennelement zusammengefasst, das die für die Thermohydraulik und Kernspaltung des Reaktors erforderliche geometrische Anordnung des Brennstoffs sicherstellt (**Abbildung 4-1**). Der Reaktorkern wird mit den Brennelementen beladen, in einem 1400 MW Druckwasserreaktor des KONVOI Typs befinden sich z.B. 193 solcher Brennelemente mit je 300 Brennstäben.

Die Kosten des Brennstoffs für Leichtwasserreaktoren setzen sich zusammen aus den beiden Hauptfaktoren Brennstoffbeschaffung („Anschaffungskosten“) und Entsorgung („Entsorgungskosten“).

Während es bei der Brennstoffversorgung für Leichtwasserreaktoren keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich Art und Höhe der die Anschaffung bestimmenden Kostenanteile gibt, variieren die Entsorgungskosten in Abhängigkeit von der gewählten Entsorgungsstrategie nach derzeitigem Kenntnisstand sehr deutlich.

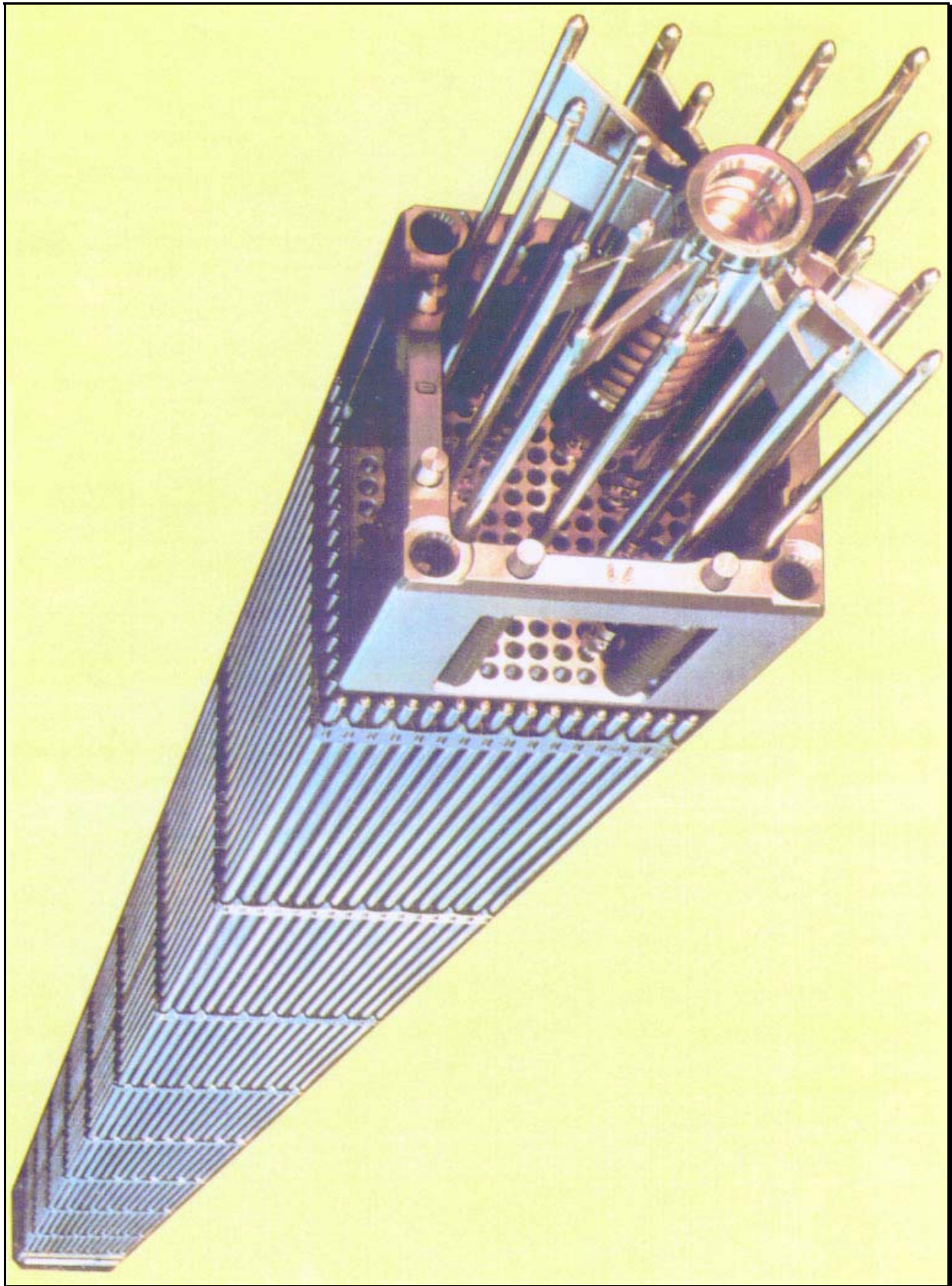


Abbildung 4-1 Brennelement eines Druckwasserreaktors mit eingesetztem Steuerelement

4.1.1 Brennstoffanschaffungskosten

Zu den Anschaffungskosten des Brennstoffs zählen bei Leichtwasserreaktoren im Wesentlichen die Kosten zur Gewinnung des Kernbrennstoffs vom Roherz bis zur Fertigstellung der Brennstofftabletten (Kosten des Kernbrennstoffs) und die Kosten zur Fertigung der Brennelemente (BE - Fertigungskosten).

Wie aus **Tabelle 4-1** ersichtlich, sind alle Kostenfaktoren der Brennstoffanschaffung mengenabhängig. Die einzelnen Kostenfaktoren sind eindeutig bekannt, sie unterliegen den üblichen Bedingungen der Märkte (Zulieferer, Mengenrabatte, etc.), der Art und Länge der Transportwege sowie den nationalen Genehmigungsanforderungen, insbesondere für die Qualitätssicherung bei der Brennelementfertigung. Die Kosten des Kernbrennstoffs sind u.a. abhängig vom Anreicherungsgrad des Brennstoffs, d.h. vom Anteil des spaltbaren Isotops U 235 (evtl. auch Pu 239) in der Schwermetallmasse, die überwiegend aus dem Uranisotop U 238 besteht. Mit zunehmendem Anreicherungsgrad steigen die Anreicherungskosten, es wird dafür auch mehr Natururan benötigt.

Brennstoffanschaffung	
Kostenfaktor	mengenabhängig
Natururanbeschaffung und -aufbereitung	ja
Konversion und Anreicherung	ja
Fertigung der Brennstofftabletten	ja
Brennelementfertigung	ja
Transport neuer Brennelemente zum Reaktor	ja

Tabelle 4-1 Kostenfaktoren der Brennstoffbeschaffung

Die Anschaffungskosten lassen sich bei gegebenem Anreicherungsgrad ohne Schwierigkeiten definieren, die Kosten für den Kernbrennstoff und die Brennelementfertigung werden meist auf die enthaltene Schwermetallmasse bezogen, d.h. auf €/kg SM.

Um die Anschaffungskosten pro Brennelement zu erhalten, sind die spezifischen Kosten mit der Schwermetallmasse eines Brennelements zu multiplizieren. Für 1400 MW Druckwasserreaktoren liegt die Schwermetallmasse pro Brennelement bei ca. 500 kg (1400 MW KONVOI - Anlage ca. 540 kg).

Die Brennstoffanschaffungskosten (Natururan, Konversion, Anreicherung, Fertigung) betragen in Deutschland Ende 2000 für einen 1400 MW Druckwasserreaktor pro Brennelement mit

- 4,0% Anreicherung	ca.0,64 Mio. €
- 4,4 % Anreicherung	ca.0,70 Mio. €
- 4,6 % Anreicherung	ca.0,73 Mio. €

Der Anteil der Brennelementfertigungskosten liegt dabei bei ca. 30% (360 € / kg SM).

Die Anschaffungskosten von Brennelementen variieren im Gegensatz zu Entsorgungskosten im weltweiten Vergleich wenig. Unterschiedliche Kosten resultieren vor allem aus unterschiedlichen Anreicherungsverfahren und bei der Brennelementfertigung aus unterschiedlichen Anforderungen zur Qualitätssicherung.

4.1.2 Brennstoffentsorgungskosten

Für Leichtwasserreaktoren werden derzeit weltweit zwei unterschiedliche Entsorgungsstrategien praktiziert:

- Die Wiederaufarbeitung (WAA) abgebrannter Brennelemente mit Rezyklierung der wiederverwendbaren energetischen Wertstoffe (z.B. Frankreich, Schweiz, Japan).
- Die direkte Endlagerung (DE) der abgebrannten Brennelemente (z.B. Deutschland, USA), wobei sich z.B. die USA mit der Anforderung, die Brennelemente rückholbar einzulagern, für die Zukunft auch weitergehende Optionen offen hält.

Im Falle der Wiederaufarbeitung von Brennelementen fällt neben den wiederverwendbaren energetischen Wertstoffen Uran und Plutonium radioaktiver Abfall an, der nach einer Konditionierung (Überführung in ein endlagerfähiges Produkt) der Endlagerung zugeführt werden muss.

Im Falle der direkten Endlagerung wird der abgebrannte Kernbrennstoff nach einer längeren Zwischenlagerphase ohne Rückgewinnung der energetischen Reststoffe konditioniert und dann einem Endlager zugeführt. Der abgebrannte Brennstoff ist bei dieser Variante in seiner Gesamtheit radioaktiver Abfall.

Innerhalb der Variante „Direkte Endlagerung“ unterscheidet man zwei weitere Untervarianten, die durch die Art der Zwischenlagerung charakterisiert sind - die Zwischenlagerung in Nasslagern - hier befinden sich die Brennelemente in großen wassergefüllten Lagerbecken - und die Zwischenlagerung der Brennelemente in trockenen Lagerbehältern, die ihrerseits wiederum in „Trockenlager“ eingestellt werden (**Abbildung 4-2**) /13/.

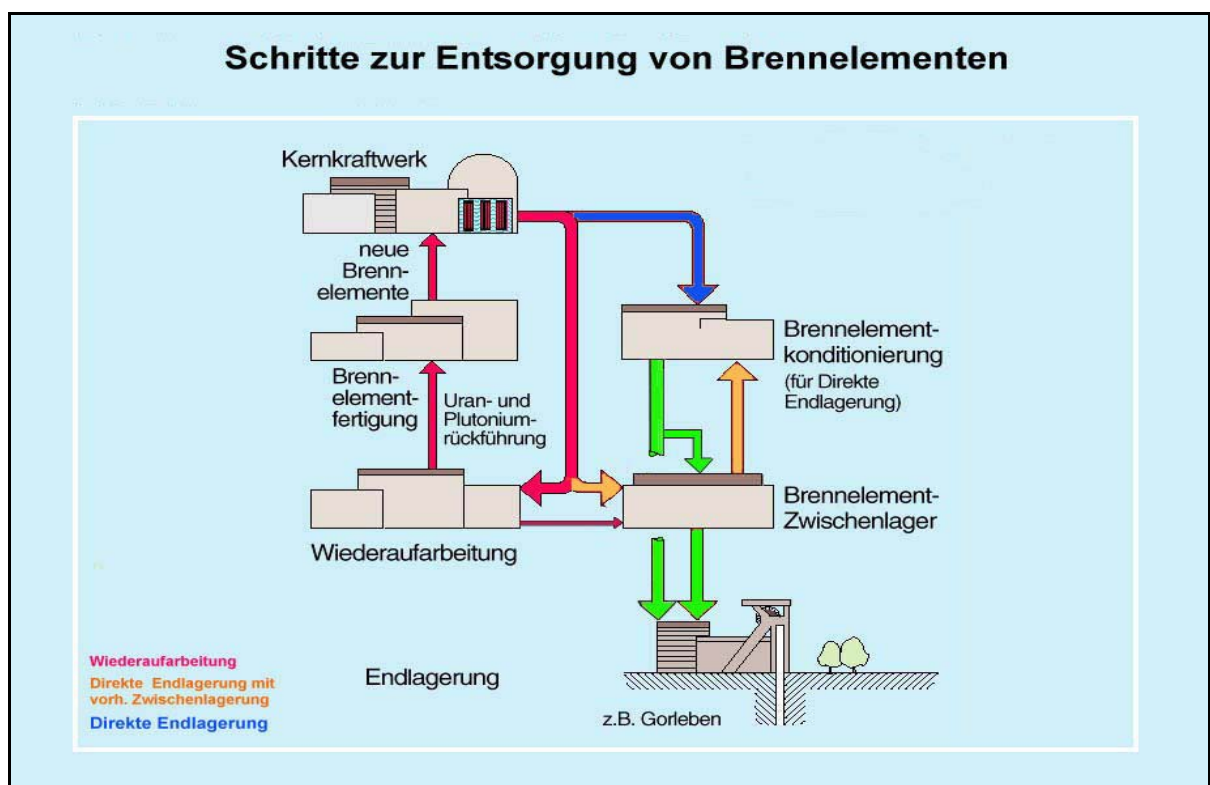


Abbildung 4-2 Brennstoffkreisläufe von Leichtwasserreaktoren

Wegen der verschiedenen Entsorgungswege ist die Kostensituation bei den Entsorgungskosten wesentlich komplexer als bei den Anschaffungskosten des Brennstoffs. Hinzu kommt - und dies ist beiden Varianten gemein - noch die Unsicherheit hinsichtlich der anzusetzenden Kosten für die Endlagerung der radioaktiven Abfälle und der hierzu vorlaufend notwendigen Konditionierung. Die Entsorgungskosten beruhen deshalb häufig nur auf Annahmen und Kostenschätzungen. Die müssen aber meist durch Rücklagen oder Abgaben an den Staat finanziell abgesichert werden und sind somit auch Bestandteil der Erzeugungskosten.

In **Tabelle 4-2** sind die Kostenblöcke der Variante „Wiederaufarbeitung“ aufgelistet

Entsorgungskosten bei der Variante „Wiederaufarbeitung“ (WAA)		
Kostenfaktor	Mengenabhängig	Bemerkungen
Transport in eine Wiederaufarbeitungsanlage (WAA)	ja	<i>Kosten bekannt</i>
Wiederaufarbeitung	ja	<i>Kosten bekannt</i>
Transport des radioaktiven Abfalls in ein Zwischen- / Endlager	ja	<i>Kosten bekannt</i>
(Zwischen-) Lagerkosten des radioaktiven Abfalls	ja	<i>Abhängig von Lagerungszeit, d.h. vom Zeitpunkt der Endlagerbereitstellung</i>
(Sonder-) Kosten für Wiederverwendung energetischer Wertstoffe	ja	<i>Z.B. Mehrkosten für die Verwertung des Restplutoniums in MOX-BE, des Resturans in WAU- BE etc. Zwischenlagerkosten, Transportkosten</i>
Endlagerkosten des radioaktiven Abfalls	voraussichtlich ja	<i>Schätzkosten</i>

Tabelle 4-2 Kostenfaktoren der Entsorgung im Falle der Wiederaufarbeitung abgebrannter Brennelemente

Kostenmäßig bekannt sind bei der Wiederaufarbeitungsvariante alle derzeit bereits realisierten Schritte, d.h. die Wiederaufarbeitungskosten, die Kosten für die Weiter-

verarbeitung der wiederverwendbaren Reststoffe und die Kosten für die Konditionierung der radioaktiven Abfälle in ein endlagerfähiges Produkt.

Für das Letztere gilt dies allerdings nur unter der Voraussetzung, dass die heute bereits nach der Wiederaufarbeitung für die Endlagerung konditionierten Reststoffe den Einlagerungsbedingungen eines künftigen Endlagers entsprechen und in der Form endgelagert werden können in der sie heute vorliegen.

Die Kosten der Wiederaufarbeitung basieren im Wesentlichen auf Verträgen mit den Wiederaufarbeitungsanlagen (z.B. der COGEMA in Frankreich oder der BNFL in Großbritannien). Sie umfassen die Wiederaufarbeitung inkl. der Konditionierung der radioaktiven Abfälle zur Endlagerung. In Deutschland fallen dafür Kosten von ca. 1700 € pro kg Schwermetall (SM) an. Hinzu kommen nach heutigen Kalkulationen ca. 800 € für die Endlagerung des radioaktiven Abfalls. Insgesamt ergeben sich daraus Entsorgungskosten von ca. 2500 € pro kg SM. Ein Brennelement für einen 1400 MW Druckwasserreaktor mit 540 kg SM verursacht damit Entsorgungskosten von 1,35 Mio. €.

Im Falle der Variante „Direkte Endlagerung“ sind alle Kostenfaktoren bis einschließlich des Schrittes „Zwischenlagerung“ der (unkonditionierten) abgebrannten Brennelemente bekannt und kalkulierbar. **(Tabelle 4-3)**

Auch im Falle der Variante „Direkte Endlagerung“ sind die meisten Kostenfaktoren mengenabhängig. Lediglich bei den Zwischenlagerkosten muss man zwischen mengenabhängigen und nicht mengenabhängigen Kosten differenzieren. Dies, weil die Zwischenlager in der Regel für den über die Laufzeit des Kraftwerks zu erwartenden Brennelementanfall dimensioniert werden. Dadurch fällt ein wesentlicher Teil der Kosten bei Errichtung des Lagers einmalig in voller Höhe an, unabhängig davon wie viele Brennelemente später tatsächlich in das Lager eingebracht werden. Errichtungs- als auch die späteren Betriebskosten des Lagers sind damit praktisch unabhängig vom tatsächlichen Brennelementanfall. Mengenabhängig ist vor allem ein weiterer wesentlicher Kostenfaktor der „Direkten Endlagerung“, nämlich die Behälterkosten für die z.B. in Deutschland und USA bevorzugte trockene Zwischenlagerung der abgebrannten Brennelemente.

Entsorgungskosten bei der Variante „Direkte Endlagerung“ (DE)		
Kostenfaktor	Mengenabhängig	Bemerkungen
Transport in ein Zwischenlager (ZWL)	ja	
Zwischenlagerkosten	teilweise	<i>Nur teilweise, z.B. Kosten für Zwischenlagergebäude nach Errichtung nicht mehr mengenabhängig. Behälterkosten im Falle „Trockene Zwischenlagerung“ sind mengenabhängig.</i>
Transport zu Konditionierungsanlage	ja	<i>Wenn ZWL an anderem Standort als Konditionierungsanlage</i>
Konditionierung für Endlagerung	Voraussichtlich ja	<i>Schätzkosten</i>
Transport von Konditionierungsanlage zum Endlager	ja	<i>Insbesondere relevant wenn Konditionierungsanlage an anderem Standort als Endlager</i>
Endlagerung	Voraussichtlich ja	<i>Schätzkosten; stark differierende Ansätze, Kosten wegen spezieller Regelungen oft nicht mengenabhängig (z.B. in USA)</i>

Tabelle 4-3 Kostenfaktoren der Endlagerung im Falle der direkten Endlagerung von abgebrannten Brennelementen

Die bekannten Kosten für die Entsorgung von Brennelementen bei direkter Endlagerung (Transport in ein standortnahes Zwischenlager, anteilige Zwischenlagerkosten, Transportbehälter) liegen in Deutschland bei ca. 450 € pro kg SM. Für die derzeit noch nicht realisierten Schritte „Konditionierung zur Endlagerung“ und „Endlagerbehälter“ können nur Schätzkosten auf Basis des derzeit beabsichtigten Endlagerkonzepts

angesetzt werden. Hierfür sind ca. 550 € pro kg SM zu veranschlagen. Damit belaufen sich die Entsorgungskosten (ohne Endlagerung) beim Entsorgungskonzept „Direkte Endlagerung“ in Deutschland auf ca. 1000 €/kg SM. Pro Brennelement eines 1400 MW Druckwasserreaktors mit 540 kg SM ergeben sich daraus Kosten in Höhe von 0,54 Mio. €.

Die in beiden Entsorgungsvarianten anfallenden Endlagerkosten sind insoweit schwer kalkulierbar, als eine Entscheidung, wo und wie die Endlagerung der Brennelemente bzw. der radioaktiven Abfälle aus der Wiederaufarbeitung erfolgen soll, aussteht. Zwar gibt es eine Vielzahl konkreter Lösungsansätze mit den zugehörigen Kostenkalkulationen, ohne konkrete Entscheidungen zur Endlagerung kann man bis auf Weiteres aber nur mit Erwartungswerten kalkulieren. Derartige Erwartungswerte, die man z.B. auch zur Festlegung der Rückstellungen für die Entsorgung benötigt, werden durch Gutachten auf Basis von angestrebten Entsorgungskonzepten definiert. Diese sind die Grundlage der Entsorgungsrückstellungen der deutschen Kernkraftwerksbetreiber. In der Regel sind diese Zahlenwerte konservativ, d.h. eher zu hoch als zu niedrig angesetzt. Die Zyklusoptimierung - mit der ja im ersten Ansatz eine Kostenoptimierung erreicht werden soll - kann sich nur auf solche Zahlenwerte abstützen. Für die Endlagerung werden in der Bundesrepublik derzeit Rückstellungen in der Größenordnung von 700 - 900 €/kg SM gebildet. Unter Annahme eines mittleren Wertes von 800 € pro kg SM sind in Deutschland pro Brennelement eines 1400 MW Druckwasserreaktors 0,43 Mio. € für dessen Endlagerung zu veranschlagen.

Mit den genannten Werten ergeben sich die in **Tabelle 4-4** zusammengefassten spezifischen Brennstoffkosten für ein Brennelement eines deutschen 1400 MW Druckwasserreaktors. Für die weitere Verwendung im Rahmen der Zyklusoptimierung wurden diese Werte geringfügig gerundet.

Brennstoffkosten für ein 1400 MW Druckwasserreaktor Brennelement mit 540 kg SM in Deutschland; alle Werte in Mio. €		
	direkte Endlagerung	Wiederaufarbeitung
Brennstoffversorgung bei Anreicherung 4,0%	0,64	0,64
Brennstoffversorgung bei Anreicherung 4,4%	0,70	0,70
Entsorgungskosten inkl. Konditionierung für Endlagerung	0,44	0,92
Endlagerung	0,54	0,43
Gesamtkosten bei 4,0% Anreicherung	1,62	1,99
Gesamtkosten bei 4,4% Anreicherung	1,68	2,05
davon nicht mengenabhängige Kosten (aus Sicht Zyklusoptimierung)	0,05 (für Zwischenlagerung)	-
gerundete (mengenabhängige) Kosten im Rahmen „Zyklusoptimierung“	1,6 Mio. €	2,0 Mio. €

Tabelle 4-4 Kosten für ein 1400 MW Druckwasserreaktor- Brennelement in Deutschland

4.1.3 Brennstoffkosten in Abhängigkeit von der Zykluslänge

4.1.3.1 Abbrand von Brennelementen

Bei Reaktoren definiert man als Abbrand des Kernbrennstoffs die thermische Energie, die während der Einsatzzeit des Brennstoffs pro Masseneinheit Schwermetall freigesetzt wird.

Die Einheit des Abbrandes ist [MWd / kg SM]. (Verhältnis der durch Kernspaltung erzeugten thermischen Energie zur Schwermetallmasse des eingesetzten Brennstoffs (SM)).

1 g Spaltstoff liefert ca. 1 MWd.

In 1000 kg Brennstoff (Schwermetall; SM) sind bei einem Anreicherungsgrad von 3% 30 kg Spaltstoff enthalten. Durch Abbrand reduziert sich dieser Anreicherungsgrad auf 0,6%, das sind noch 6 kg Spaltstoff in 1000 kg Brennstoff.

Die Abnahme des Spaltstoffs lässt sich für Uran Brennstoff (U 235) wie folgt beschreiben /15/:

$$\frac{dN_{235}(t)}{dt} = -N_{235}(t) \sigma_{a,235} \Phi_{th}(t) \quad \{GL\ 4.1-1\}$$

mit

- Φ_{th} = Neutronenfluss
- dN_{235} = Konzentration des spaltbaren U 235
- σ_a = Mikroskopischer Absorptionsquerschnitt

Damit der Reaktor trotz des Abbrandes, der ja mit einer Verringerung des Spaltstoffes verbunden ist, über eine längere Zeit Energie liefern kann, wird in Leichtwasserreaktoren zu Zyklusbeginn mehr Spaltstoff eingebracht als zur Aufrechterhaltung einer Kettenreaktion erforderlich ist. Die daraus resultierende „Überschussreaktivität“ wird durch Neutronengifte gebunden (Steuerstäbe in SWR - Anlagen; Zusatz von Bor im Primärkühlmittel bei DWR – Anlagen, ggf. auch Einsatz von Gadolinium Gd im Brennstoff). Mit zunehmendem Abbrand werden diese Gifte reduziert, so verringert man z.B. die Borkonzentration in Druckwasserreaktoren mit fortschreitender Zykluslänge kontinuierlich. Ist die Borkonzentration „Null“, so ist das natürliche Zyklusende erreicht, d.h. man kann den Reaktor ab diesem Zeitpunkt nicht mehr mit voller Leistung betreiben. Der mögliche Weiterbetrieb mit abgesenkter Leistung wird als „stretch out - Betrieb“ bezeichnet.

4.1.3.2 Abbrandgrößen

Da die Leistung (Neutronenflussdichte) in einem Reaktor räumlich unterschiedlich verteilt ist, ergeben sich - wie später noch genauer erläutert - im Reaktorkern auch lokal unterschiedliche Abbrandzustände des Brennstoffs.

Hinzu kommen noch weitere die lokale Leistung beeinflussende Größen wie der Anreicherungsgrad des Brennstoffs oder eingesetzte Neutronengifte. Zur richtigen Einordnung der später verwendeten Abbrandgrößen hier deren Definition:

Der **lokale Brennstababbrand** A_{lok} im Brennstab eines Brennelements beschreibt den Abbrandzustand in den axialen Berechnungszellen (Abschnitten) eines Brennstabs. Im englischen wird der maximale lokale Brennstababbrand mit „peak pellet burn up“ bezeichnet.

Hinweis: Brennstäbe werden bei Kernberechnungen analytisch in axialer Richtung in Zonen eingeteilt, (Anzahl abhängig von den verwendeten Programmcodes; ca. 12 Abschnitte).

Der **Brennstababbrand** A_{BS} beschreibt den über die Rechenzellen des Stabes (Länge) hinweg gemittelten Abbrandzustand für einen Brennstab.

Der **Brennelementabbrand** A_{BE} beschreibt den über die Brennstäbe eines Brennelements gemittelten Abbrandwert.

Der **Entladeabbrand** A_{Ent} beschreibt den Mittelwert der Abbrände über alle entladenen und nicht mehr zum Einsatz kommenden Brennelemente zu Ende eines Zyklus. Diese Definition entspricht dem englischen „batch burn up“, oder „discharge burn up“.

4.1.3.3 Technologische Grenzen für Anreicherung und Abbrand

4.1.3.3.1 Anreicherungslimit

Der pro kg SM erzielbare Abbrand, d.h. die erzeugbare Wärmemenge ist abhängig vom Anteil spaltbarer Nuklide im Schwermetall, d.h. im Falle von Uranbrennstoff vom prozentualen Anteil des U 235 im SM (Anreicherungsgrad). Je höher der Anreicherungsgrad gewählt wird, um so weniger Brennstoffmasse muss insgesamt gehandhabt werden. Damit besteht grundsätzlich ein Interesse an einer möglichst hohen Anreicherung des Brennstoffs. Dabei ist jedoch eine Reihe sicherheitstechnischer Aspekte zu berücksichtigen.

Der Anreicherungsgrad bei Brennelementen für Leichtwasserreaktoren ist derzeit weltweit auf 5% limitiert. Diese Limitierung resultiert aus Sicherheitsanforderungen bei Herstellung, Lagerung und Transport von neuem Kernbrennstoff und seiner Vorprodukte z.B. des UF₆. Technologischer Hintergrund der Limitierung ist primär die **Kritikalitätssicherheit** bei Handhabung und Transport des Kernbrennstoffs. Weitere, allerdings weniger relevante Anforderungen, würden sich aus dem mit steigendem Anreicherungsgrad auch ansteigenden Anteil des U 234 ergeben. Dieser führt zu einer höheren Dosisleistung des Brennstoffs, dem speziell bei der Brennelementfertigung mit zusätzlichen, die Fertigung erschwerenden Abschirmmaßnahmen zum Schutz des Personals entgegengewirkt werden müsste. Bei höheren Anreicherungsgraden müssten auch die Anforderungen an die Spaltstoffkontrolle (safe guards and physical protection) von Euratom und IAEA angepasst werden.

Für die Genehmigung höherer Anreicherungsgrade wäre ein erheblichen Aufwand zur Entwicklung und Verifizierung von Rechencodes und der zugehörigen Datenbasis erforderlich.

Es ist deshalb auf absehbare Zeit nicht mit einer Anhebung des 5% Limits zu rechnen, da die Wirtschaftlichkeit eines solchen Schrittes nicht gegeben ist /14/.

Das 5% Limit betrifft naturgemäß viele Einrichtungen des Brennstoffkreislaufs, so z.B. Transportbehälter, Anreicherungsanlagen für LWR Brennstoff oder die Anlagen zur Brennelementherstellung. In logischer Fortsetzung dieses internationalen Standards im Brennstoffkreislauf orientieren sich Kernausslegung und technische Einrichtungen (Trockenlager, Nasslager, etc.) von Leichtwasserreaktoren ebenfalls an Anreicherungsgraden von maximal 5% U 235, obwohl aus Sicht der reaktorphysikalischen Anforderungen ein Betrieb moderner Leichtwasserreaktoren mit Anreicherungsgraden bis zu einer Größenordnung von 10% zu realisieren wäre.

4.1.3.3.2 *Abbrandlimit*

Dass man derzeit keine weitergehenden Schritte zur Anhebung des Anreicherungsgrades unternimmt, liegt neben den zuvor genannten Gründen auch daran, dass man mit zunehmendem Anreicherungsgrad zu Abbrandwerten gelangt, die ihrerseits an technologische Grenzen stoßen.

Mit Anreicherungsgraden von 5% kann man, wie in **Abbildung 4-3** gezeigt, bei Jahreszyklen mittlere Brennelementabbrände A_{BE} bis nahe 70 MWd/kg SM erzielen. Mit steigenden Anreicherungsgraden verschiebt sich diese Grenze zu höheren Werten und man erreicht Abbrandwerte, deren sicherheitstechnische Unbedenklichkeit derzeit noch nicht in ausreichendem Maße nachgewiesen ist. In den meisten Betriebsgenehmigungen von Reaktoren findet sich deshalb eine Begrenzung des Abbrandes („Abbrandlimit“).

Die Begrenzung des Abbrandes von Brennelementen im Reaktor beruht auf dem Umstand, dass sich eine Reihe von Brennstabeigenschaften während des Einsatzes im Reaktor auf Grund betrieblicher Einflüsse verschlechtern. So ändern sich die Brennstabeigenschaften aufgrund von Einflussgrößen des Kühlmittels (Druck, Temperatur, Kühlmittelchemie), aber auch infolge der Einsatzbedingungen (Abbrand, Leistungsgeschichte, Standzeit im Reaktor).

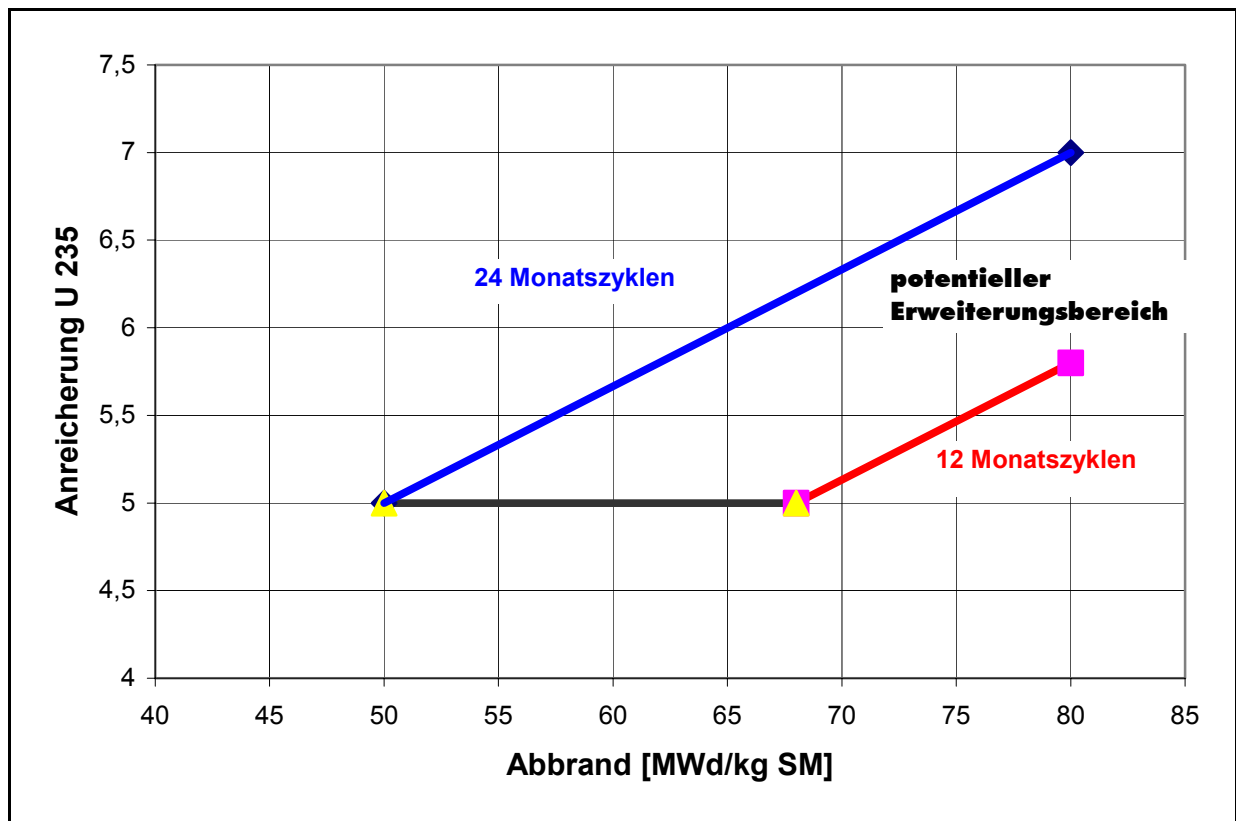


Abbildung 4-3 Erreichbare Brennelementabbrände in Abhängigkeit vom Anreicherungsgrad (Quelle /14/)

Die wesentlichen Änderungen, die sich mit Zunahme des Abbrandes ergeben, sind:

Änderungen beim Hüllrohr

- Änderungen des Werkstoffzustandes (Korrosion, Oxidschichtabplatzungen, Wasserstoffaufnahme)
- Änderungen der mechanischen und physikalischen Werkstoffeigenschaften (z.B. Änderung der Duktilität)
- Dimensionsänderungen (z.B. durch Längenwachstum)
- Änderung der Belastungen (z.B. durch Erhöhung des Spaltgasinnendruckes auf Werte > Kühlmitteldruck)

Änderungen beim Brennstoff

- Änderung des Brennstoffzustandes (z.B. hinsichtlich Mikrostruktur, Dichte, Spaltproduktinventar, Spaltgasfreisetzung)
- Änderungen der mechanischen und physikalischen Kenngrößen (z.B. Änderung der Plastizität und Wärmeleitfähigkeit aufgrund der Änderungen des Brennstoffzustandes)
- Dimensionsänderungen (z.B. aufgrund des Schwellens des Brennstoffs)

Änderungen Wechselwirkung von Brennstoff zu Hüllrohr

- Wärmeübergang im Spalt
- Spaltbreite
- Wechselwirkung Hülle/Brennstoff (z.B. Rückdehnung nach Spaltschluss)

Bei Brennelementen in Druckwasserreaktoren waren die Abbrände bislang meist durch die Korrosionsrate der Hüllrohre limitiert. Die zulässige Dicke der mit dem Abbrand wachsenden Oxidschicht ($\text{Zr} + \text{O}_2 \rightarrow \text{ZrO}_2$) auf der Außenseite der Brennstäbe wird durch die Forderung bestimmt, dass die Hüllrohre im Normalbetrieb nicht undicht werden. Es wird davon ausgegangen, dass Brennstäbe ab einer Oxidschichtdicke von ca. 150 μm gefährdet sind. In Deutschland ist deshalb in den sicherheitstechnischen Rahmenbedingungen für die Auslegung des Reaktorkerns festgelegt, dass bei den zyklusspezifischen Vorkalkulationen der Oxidschichtdicke ein Wert von 100 μm nicht überschritten werden soll.

In Siedewasserreaktoren sind Hüllrohrschäden infolge „Pellet Cladding Interaction (PCI)“, die bei lokalen Leistungssprüngen infolge des Verfahrens von Steuerstäben auftreten können, sowie lokale Korrosionsphänomene wie z.B. die „Crud Induced Localized Corrosion (CILC)“, die den Abbrand im Normalbetrieb begrenzenden Phänomene. Auch für Siedewasserreaktoren wird in der Regel eine Oxidschichtdicke von 100 μm als Einsatzgrenze definiert.

Ein wesentliches Ziel der Brennelemententwicklung war und ist deshalb die Verbesserung der Korrosionsbeständigkeit der Hüllrohrwerkstoffe. Mit dem Zusatz von Elementen wie Nb oder Sn oder der Fertigung von zweischichtigen Hüllrohren (DUPLEX-Hüllrohre) konnten hier in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte erzielt werden, die eine langsame aber stetige Zunahme der Abbrände erlaubten.

(Abbildung 4-4)

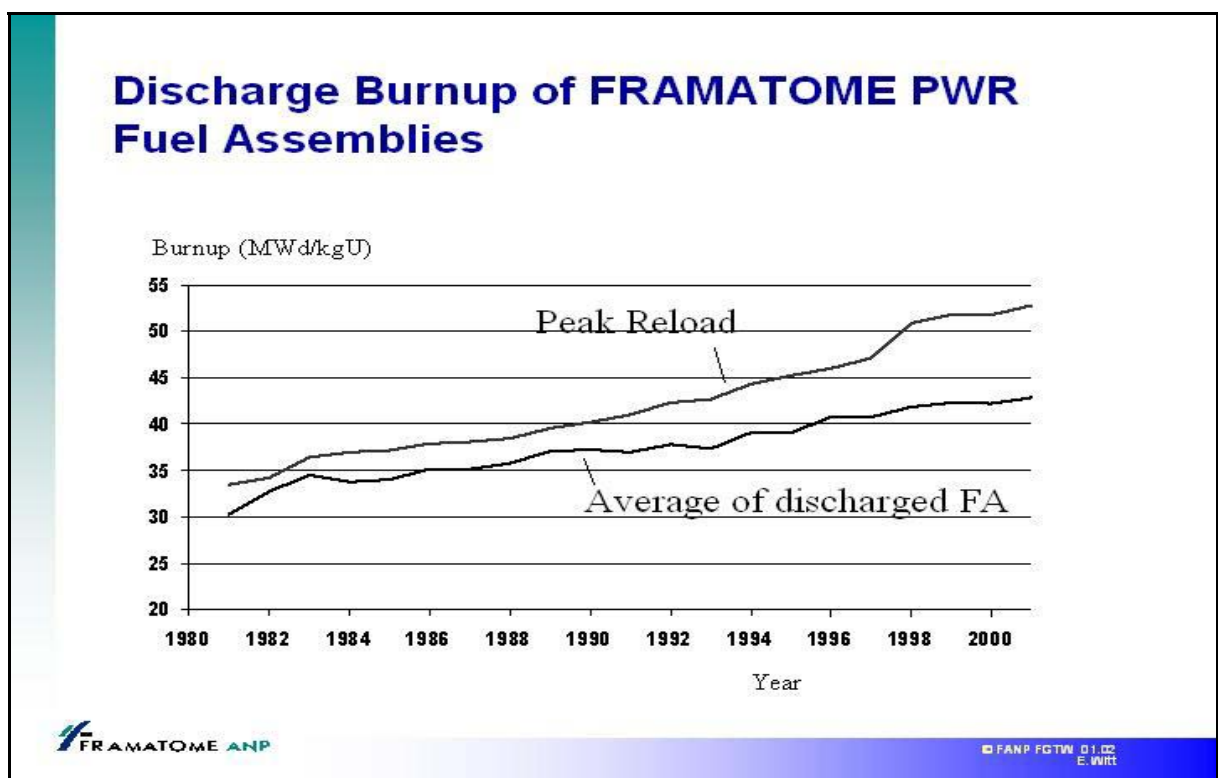


Abbildung 4-4 Entwicklung der Entladeabbrände in FANP Druckwasserreaktoren (Quelle FANP)

Nachdem mit der Weiterentwicklung der Hüllrohrwerkstoffe eine stetige Erhöhung des Brennstoffabbrandes im Normalbetrieb einherging, bestimmen nunmehr zunehmend Aspekte des Störfallverhaltens hochabgebrannter Brennelemente die Grenzen des Abbrandes.

Bezüglich der Brennelemente sind wesentliche sicherheitstechnische Anforderungen nachzuweisen. Es ist sicherzustellen

- dass die für Störfälle spezifizierten Grenzwerte für die Belastung der Brennelemente eingehalten werden,
- dass keine Änderungen der Geometrie des Reaktorkerns auftreten, die eine zuverlässige Abschaltung des Reaktors und eine ausreichende Kühlung des Reaktorkerns verhindern,
- dass bezüglich der Freisetzung von Spaltprodukten infolge von Hüllrohrschäden die Randbedingungen für die Ermittlung der Strahlenbelastung in der Umgebung der Anlage eingehalten werden,
- dass infolge eines Kühlmittelverluststörfalls (KMV) durch Metall-Wasser-Reaktion im Kern die zulässige Freisetzungsrates an Wasserstoff nicht überschritten wird.

Aus diesen Anforderungen ergeben sich für die Brennelemente folgende wesentliche Vorgaben:

- Infolge des Ereignisses dürfen sich die Hüllrohre nicht unzulässig verformen, es muss eine ausreichende wärmeübertragende und benetzbare Hüllrohroberfläche verbleiben und es dürfen nur geringe Brennstoffmengen (unter dem Aspekt der Kühlbarkeit) in die Kühlkanäle gelangen.
- Eine spezifisch deutsche Forderung ist die Festlegung, dass unter den Bedingungen eines Kühlmittelverluststörfalls nicht mehr als 10% der Hüllrohre gasundicht werden.
- Unter den Bedingungen eines KMV muss die Duktilität der Brennelementwerkstoffe soweit erhalten bleiben, dass das Brennelement den Belastungen der Wiederbenetzung mit Kühlmittel standhält.

Weitere sicherheitstechnische Anforderungen an das Brennelement ergeben sich aus den Reaktivitätsstörfällen (RIA-Störfälle). Reaktivitätsstörfälle sind solche Ereignisse, die zu einem ungeplanten Anstieg der Reaktivität im Reaktor führen, z.B. unkontrolliertes Ausfahren von Steuerstäben, Kaltwassereinspeisungen etc. Im Zusammenhang mit Abbrandgrenzen sind dabei insbesondere schnelle Leistungsanstiege mit Halbwertsbreiten im Bereich bis zu 100 ms von Bedeutung.

In der Genehmigungspraxis hat sich der Ansatz herausgebildet, die Enthalpieerhöhung als begrenzendes Kriterium in der Nachweisführung für RIA-Störfälle heranzuziehen mit der Überlegung, dass die Hüllrohrintegrität gesichert bleibt, wenn die Enthalpiezufuhr einen vorgegebenen Grenzwert (Versagensgrenze) nicht überschreitet. Dementsprechend sind in der Regel derartige Versagensgrenzen in den sicherheitstechnischen Rahmenbedingungen für die Auslegung von Reaktorkernen festgelegt.

In Deutschland war in der Vergangenheit eine Versagensgrenze von 170 cal/g (711 kJ/kg) für die zulässige Gesamtenthalpieerhöhung im Brennstoff ein üblicher Wert. Dieser Wert basierte auf Experimenten, die in den 60er Jahren an Brennstäben mit geringem bis mittlerem Abbrand durchgeführt wurden. Als Anfang der 90er Jahre Experimente mit Brennstäben durchgeführt wurden, die einen lokalen Abbrand von > 50 MWd/kg SM aufwiesen, wurde deutlich, dass die Versagensgrenze in Abhängigkeit vom Abbrand festzusetzen ist, nachdem Teststäbe Hüllrohrdefekte bereits bei Enthalpiezufuhren von < 140 cal/g zeigten.

Inzwischen wird der zulässige Wert für den zulässigen Enthalpieeintrag abbrandabhängig definiert. In Deutschland hat die Reaktorsicherheits-Kommission (RSK) einen Wert von 100 cal/g für Abbrände > 50 MWd/kg, unter der Voraussetzung, dass an den Brennelementen keine Oxidschicht-Dickenabplatzungen vorliegen, akzeptiert.

Weltweit wird mit einer Reihe von Experimenten (CABRI in Frankreich, NSRR in Japan, SPERT-CDC in USA, BGR in Russland) an einer besseren Datenbasis für weitere Festlegungen und ggf. der Lockerung bestehender Abbrandlimits geforscht.

Eine umfassende Übersicht über den Stand der Technik zum Nachweis der Brennstabsicherheit in Leichtwasserreaktoren von Brennstäben mit hohen Abbränden wird in /16/ gegeben.

Solange eine deutliche Anhebung der derzeitigen Abbrandlimits aus den genannten sicherheitstechnischen Anforderungen heraus nicht realisierbar ist, machen die zuvor dargestellten Überlegungen zur Anhebung des Anreicherungsgrades wenig Sinn, da die derzeitigen Abbrandlimits auch bei einer entsprechend angepassten Brennstoffeinsatzstrategie mit Anreicherungsgraden von $\leq 5\%$ erzielt werden können (**Abbildung 4-3**).

Als Fazit ist festzuhalten, dass es derzeit insbesondere wegen unterschiedlicher experimenteller Datenbasis und Betriebserfahrungen in den verschiedenen Ländern unterschiedliche Grenzwerte für den Abbrand der Brennstäbe gibt, die nur mit erheblichem Forschungs- und Nachweisaufwand nach oben erweitert werden können. Sie bewegen sich derzeit im Bereich zwischen 53 MWd/kg und 70 MWd/kg, wobei sich die Grenzen oft auf unterschiedliche Abbranddefinitionen beziehen. So bezieht sich die Limitierung manchmal auf den lokalen Abbrand, manchmal auf den Brennstababbrand und vereinzelt findet man auch Begrenzungen bezogen auf den Brennelementabbrand. Dies ist beim Umgang und Vergleich von Abbrandlimits immer zu beachten, um Fehlinterpretationen zu vermeiden. Dies gilt auch für den häufig benutzten Begriff „**Zielabbrand**“. Unter „Zielabbrand“ versteht man den für eine bestimmte Reaktoranlage höchstzulässigen (genehmigten) Abbrand. Er ist nur im Zusammenhang mit der zugehörigen Abbranddefinition eindeutig (BE – Abbrand oder Stababbrand etc.)

Die Hersteller von Brennelementen streben derzeit die Freigabe von Brennstababbränden bis zu 80 MWd/kg SM an, da dies aus deren Sicht durch die heute verfügbaren Werkstoffe und Nachweismethoden realisierbar sei /17/. Eine schnelle Realisierung erscheint jedoch unwahrscheinlich, zumal auch auf der Zwischenlager- und Entsorgungsseite noch keine Systeme etabliert sind, die Brennelemente mit derartig hohen Abbränden abdecken /13, 22/.

4.1.3.4 Brennelementeinsatzplanung

In einem Reaktorkern ist die Leistungsverteilung räumlich unterschiedlich. Ohne besondere Maßnahmen stellen sich in einem „quasi homogenen“ Reaktor zu Zyklusbeginn weitgehend sinusförmige radiale bzw. cosinusförmige axiale Leistungsverteilungen ein (**Abbildung 4-5, 4-6**) /15/. Diese Leistungsverteilung flacht im Laufe des Zyklus ab, da die im Zentrum befindlichen Brennelemente infolge der dort höheren Leistungsdichte schneller „abbrennen“ als die äußeren Brennelemente.

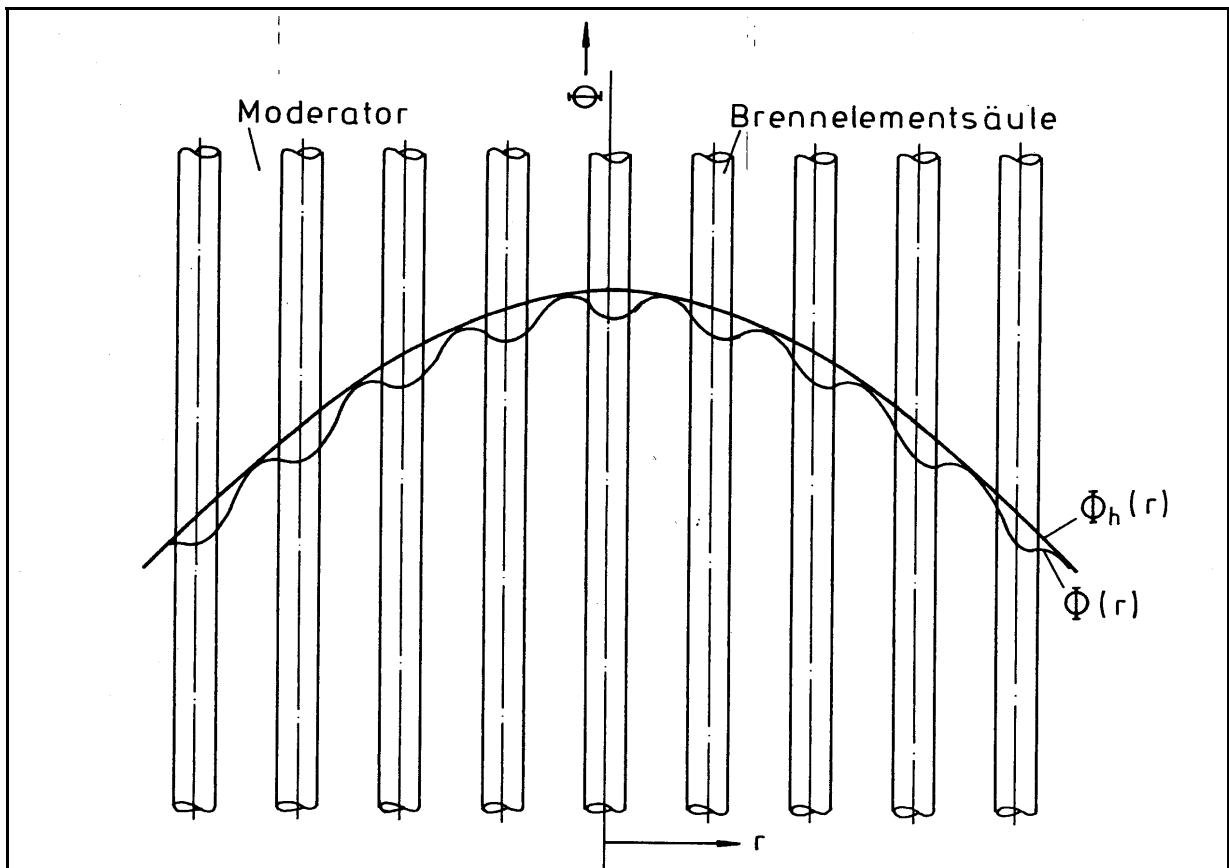


Abbildung 4-5 Theoretische radiale Leistungsverteilung in einem heterogenen Reaktor /15/

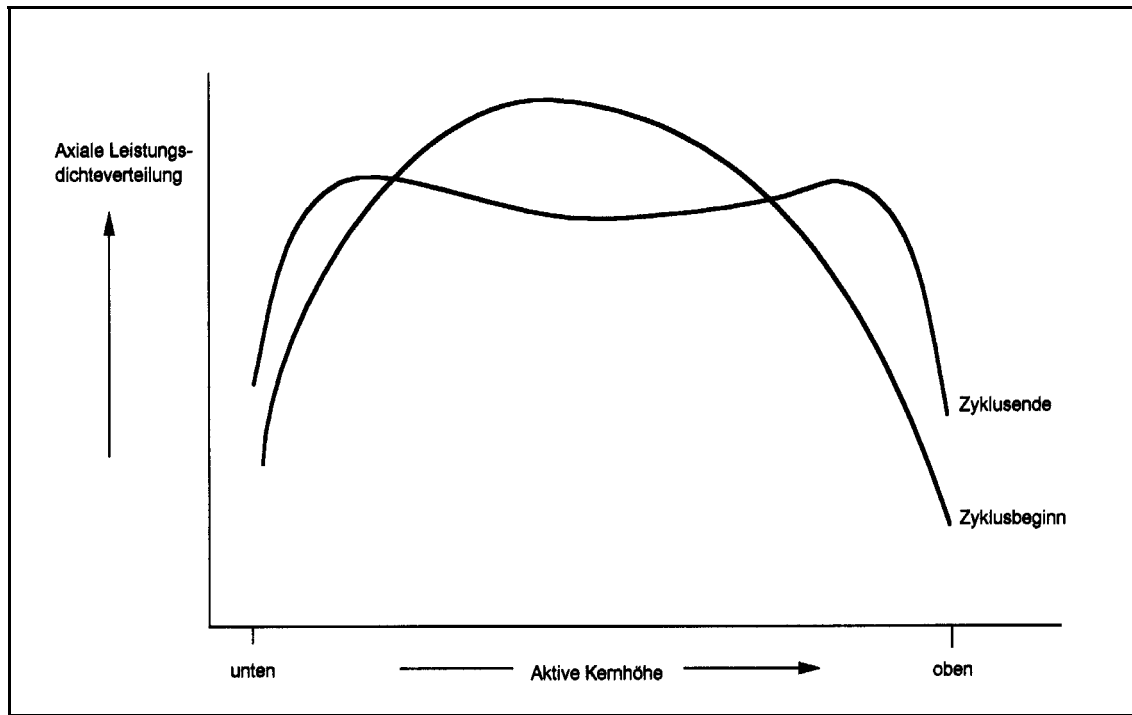


Abbildung 4-6 Axiale Leistungsverteilung in einem Druckwasserreaktor zu Zyklusbeginn und Zyklusende

Hinsichtlich der Auslegung von Reaktorkernen sind diese Leistungsverteilungen insoweit von Bedeutung, als die lokale Reaktorleistung eine bestimmende Auslegungsgrenze darstellt. Am Ort der höchsten lokalen Leistung im Reaktor darf es weder zum Schmelzen des Brennstoffs noch zur thermischen Überlastung des Brennstabhüllrohrs kommen. Diese „heißeste“ und die maximale lokale Leistung bestimmende Stelle wird mit den sog. Heißkanalfaktoren beschrieben. Man unterscheidet zwei Heißkanalfaktoren: F_q für die Wärmebelastung im Brennstoff und $F_{\Delta h}$ für die Enthalpiezunahme des Kühlmittels im Kühlkanal. Beide Faktoren sind definiert durch das Verhältnis der Maximalwerte zu den über den gesamten Reaktorkern gebildeten Mittelwerten /15/.

$$F_q = \frac{L_{\max}}{L_{\text{mittl}}} \quad \text{und} \quad F_{\Delta H} = \frac{\Delta H_{\max}}{\Delta H_{\text{mittl}}}$$

mit

L = Stableistung in [W/cm]

ΔH = Enthalpieerhöhung [kJ/kg] im Kühlkanal

Um mit einem Reaktorkern eine möglichst hohe Gesamtleistung zu erzielen, sollte die Leistungsdichte innerhalb eines Reaktors idealerweise möglichst homogen und möglichst nahe an den zulässigen Auslegungsgrenzen sein.

Um die Leistungsverteilung in **axialer** Richtung abzuflachen, setzt man bevorzugt abbrennbare Gifte (z.B. Gadolinium Gd) ein, die bei der Brennelementfertigung eingebracht werden. Dadurch reduziert sich das Leistungsmaximum in Kernmitte. Wie in **Abbildung 4-7** gezeigt, kann man damit gegenüber der in **Abbildung 4-6** gezeigten Verteilung eine deutlich flachere und vor allem über den Zyklus hinweg sich wenig verändernde axiale Leistungsverteilung erzielen. Eine weitere allerdings nur in begrenztem Umfang einsetzbare Möglichkeit die Leistungsverteilung in axialer Richtung zu beeinflussen, besteht durch entsprechende Positionierung der Steuerelemente.

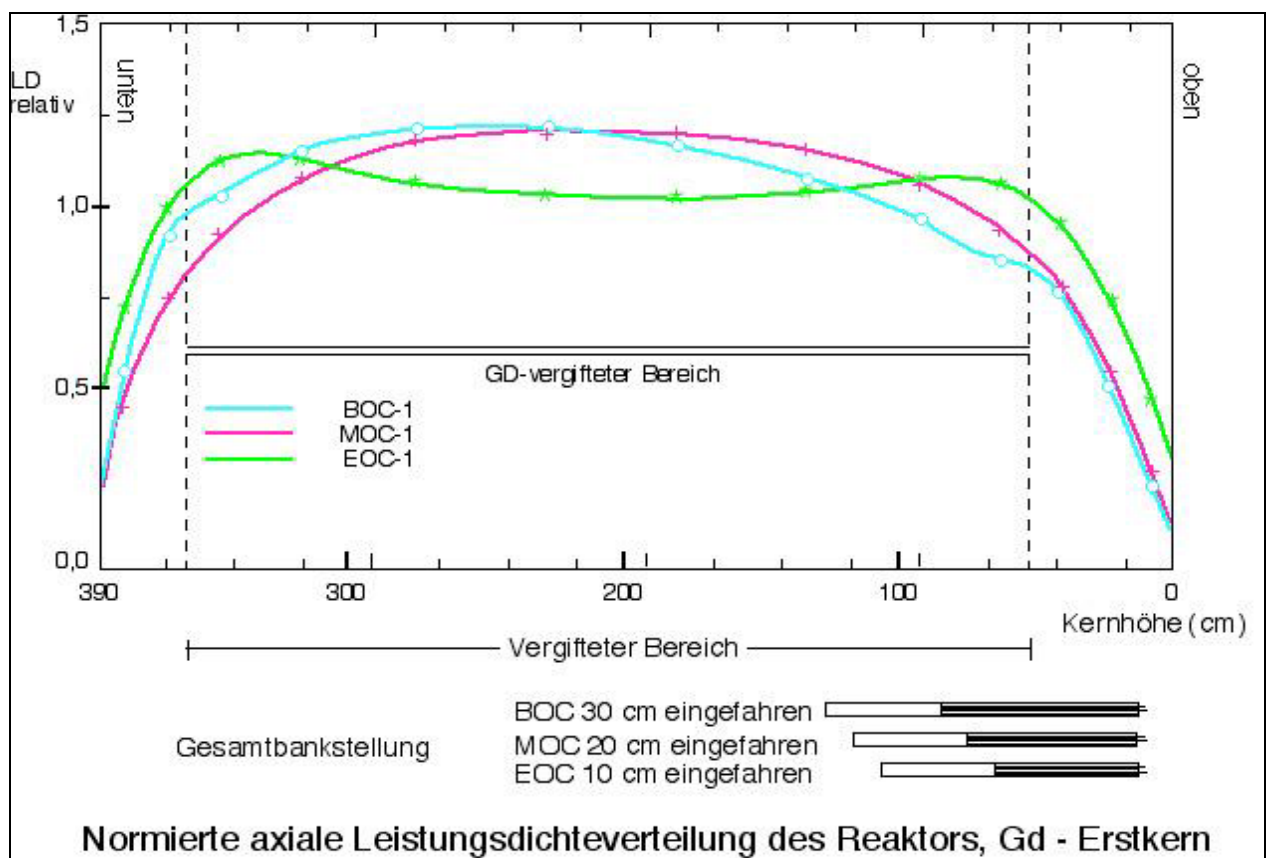


Abbildung 4-7 Axiale Leistungsdichteverteilung in einem Gd vergifteten Erstkern eines Druckwasserreaktors (Quelle FANP)

Erläuterung:

BOC / MOC / EOC = **begin / mid / end of cycle** = Zyklusbeginn, -mitte, -ende

Die Vergleichmäßigung der **radialen** Leistungsdichteverteilung erzielt man im neuen Reaktor (Erstkern) durch den Einsatz unterschiedlich hoch angereicherter Brennelemente, bei den Folgekernen durch entsprechende Positionierung von Brennelementen mit unterschiedlich hohem Abbrandzustand. Dabei unterscheidet man zwei Einsatzstrategien.

Bei einer konventionellen Beladetechnik werden Brennelemente mit höheren Abbränden, d.h. geringerem Spaltstoffinventar ins Zentrum des Reaktors eingebracht, während die neuen Brennelemente mit höherem Spaltstoffanteil bevorzugt in Außenpositionen eingesetzt werden.

In jüngster Zeit hat sich eine andere Beladestrategie durchgesetzt, bei der umgekehrt verfahren wird: Abgebrannte Brennelemente werden in Außenpositionen eingesetzt und die neuen Brennelemente in den Innenbereich des Reaktors. Dies hat den Vorteil, dass am Kernrand die Neutronenökonomie verbessert wird, d.h. es entkommen weniger Neutronen aus dem Kernbereich („**low leakage**“ Beladung). Dies führt zu einer besseren Brennstoffausnutzung und reduziert wegen des im Außenbereich des Kerns vergleichsweise niedrigeren Neutronenflusses die Versprödung des Reaktordruckbehälterwerkstoffs.

Mit dieser sogenannten „low leakage“ Beladestrategie würde sich ohne zusätzliche Maßnahmen jedoch der Neutronenfluss - entgegen dem Ziel die Leistungsverteilung abzuflachen - in Kernmitte erhöhen. Diesem Nachteil wird wiederum durch verstärkten Einsatz von abbrennbaren Giften (Gd) in der Kernmitte entgegengewirkt. In **Abbildung 4-8** sind die beiden Belademodelle anhand einer Erstkernbeladung, d.h. Einsatz von Brennelementen mit unterschiedlicher Anreicherung, gegenübergestellt. Dargestellt ist jeweils nur ein Viertelsegment des Reaktorkerns. Dies ist ausreichend, da ein Reaktorkern immer spiegelsymmetrisch beladen wird, d.h. jeder Viertelsektor wird identisch beladen. Davon ausgenommen ist lediglich das in der Mitte angeordnete Zentralelement.

In **Abbildung 4-9** ist die radiale Leistungsdichteverteilung eines Folgekerns (mit „low leakage“ Beladung) dargestellt. Sie zeigt eine in Kernmitte weitgehend abgeflachte und sich über den Zyklus wenig verändernden Leistungsverteilung mit der für eine low leakage Beladung typischen, im Außenbereich stark reduzierten Leistungsdichte.

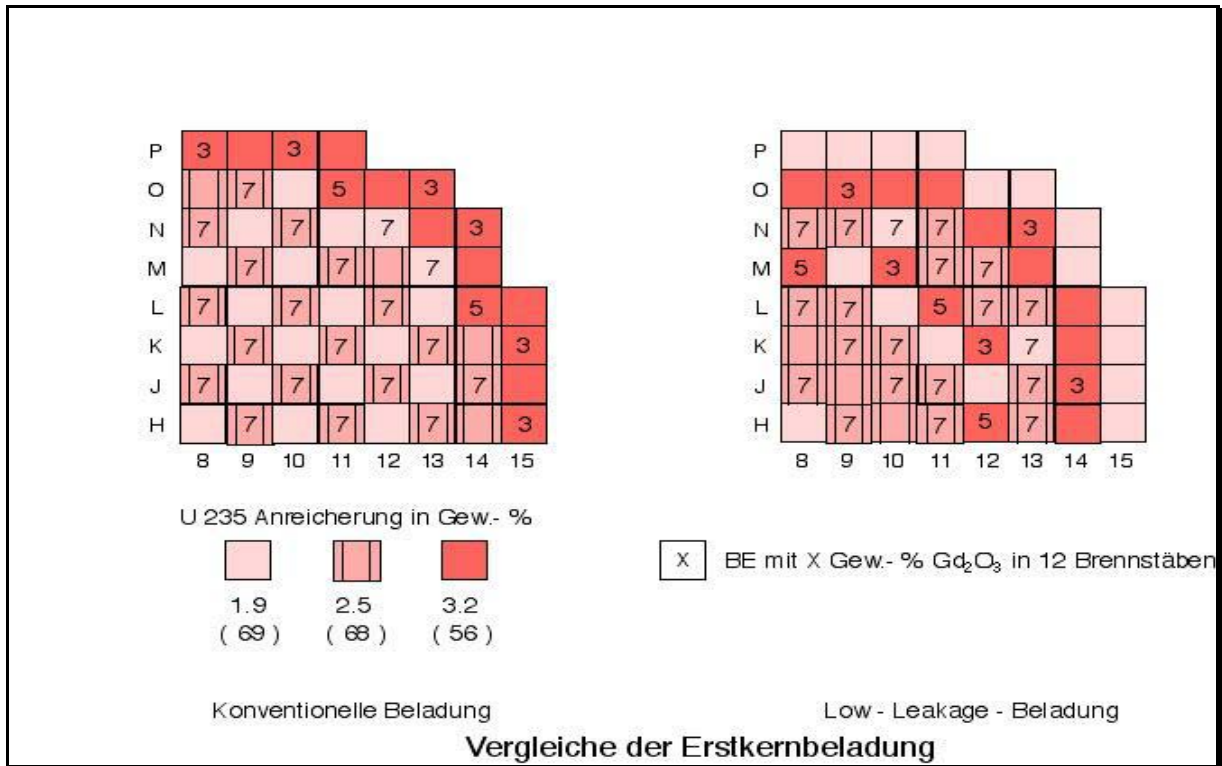


Abbildung 4-8 Konventionelle und „low leakage“ Kernbeladung eines Erstkerns (Quelle FANP)

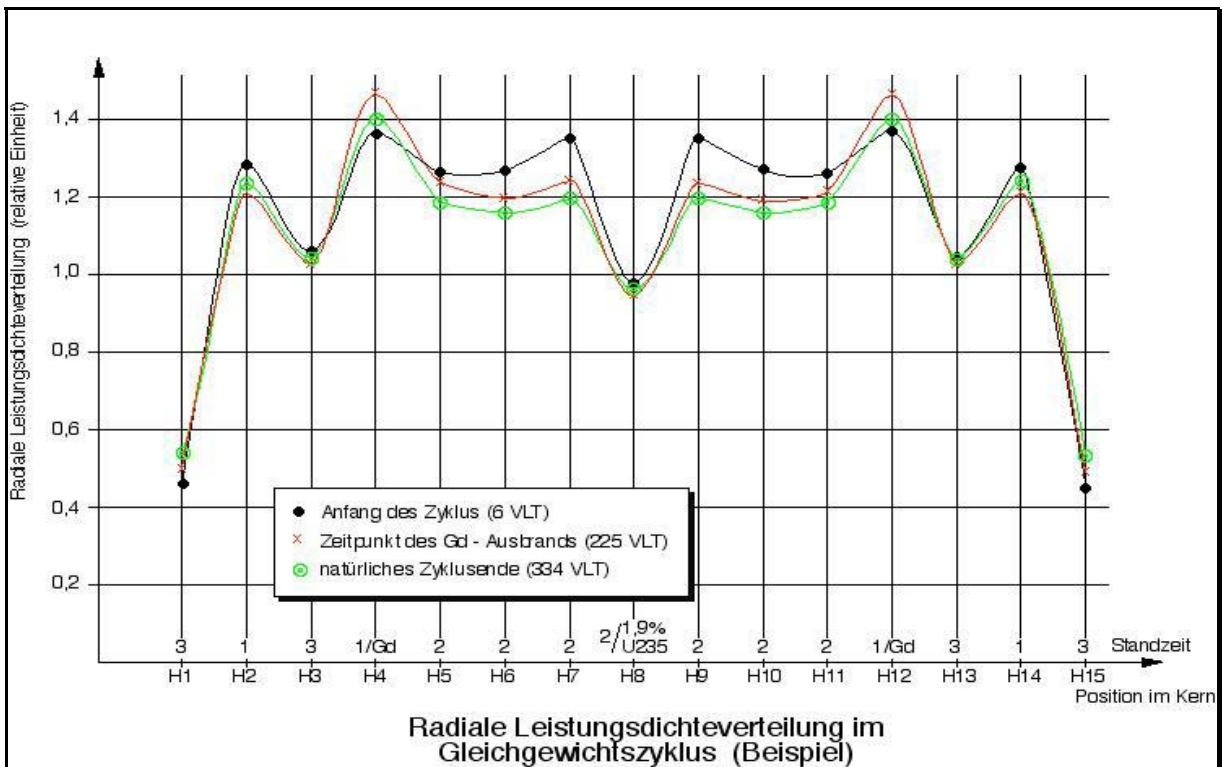


Abbildung 4-9 Radiale Leistungsdichteverteilung eines Druckwasserreaktors (Quelle FANP)

Wie erläutert variiert die Leistungsverteilung in einem Reaktor über den Querschnitt und in dessen Folge erfährt ein Brennelement in Abhängigkeit von seinem Einsatzort und seinem Gehalt an spaltbaren Nukliden einen unterschiedlichen Abbrandzuwachs während eines Einsatzzyklus im Reaktorkern.

Die Brennelementeinsatzplanung hat unter all diesen Randbedingungen mehrere Zielsetzungen zu verfolgen:

- Einhaltung der reaktorphysikalischen und thermohydraulischen Sicherheitsparameter
- Vergleichmäßigung der räumlichen Leistungsdichte
- Heranführen möglichst vieler Brennelemente an den genehmigten Abbrand (Zielabbrand)

Brennelemente enthalten trotz der kontinuierlichen Abnahme des Spaltstoffgehaltes in Abhängigkeit von Einsatzdauer und –ort gemäß $\{GL\ 4.1-1\}$ am Ende eines Einsatzzyklus immer noch einen Rest an Spaltstoff. Ist dieser für eine weitere Zykluslänge ausreichend, kann das Brennelement für einen weiteren Zyklus wieder in den Kern eingebracht werden. Meist erlebt ein Brennelement 3-5 (Jahres-) Zyklen, bevor es seinen Zielabbrand erreicht. In **Abbildung 4-10** ist die Spaltstoffabnahme (rote Kurven) und die zugehörige Abbrandzunahme (grüne Kurven) vereinfacht dargestellt. In der Darstellung erkennt man, dass das Brennelement für einen 3. Zyklus in Bereichen höherer Leistungsdichte (Neutronenflusses) nicht mehr eingesetzt werden könnte, da der Spaltstoffgehalt für die gesamte Zykluslänge nicht ausreicht („A“). Eine Möglichkeit dieses Brennelement besser auszunutzen bestände darin, es in Bereichen kleinerer Leistungsdichte einzusetzen (rot bzw. grün gestrichelte Variante). In der Realität stehen jedoch derartige Möglichkeiten nur eingeschränkt zur Verfügung. Neben nicht ausreichendem Spaltstoffgehalt kann auch die Überschreitung von Abbrandlimits einsatzbegrenzend sein. Dies ist in **Abbildung 4-10** mit der rot gepunkteten „Abbrandgrenze“ („B“) dargestellt.

Im Beispiel der **Abbildung 4-10** könnte das Brennelement trotz ausreichendem Spaltstoffgehalt auch in Bereichen niedrigerer Leistungsdichten wegen Abbrandüberschreitung nicht mehr eingesetzt werden. Beschränkt man hingegen die Zykluslänge auf eine Zeitspanne „A“ oder „B“, könnte man das Brennelement mit seinem Restspaltstoffgehalt problemlos einen weiteren Zyklus einsetzen.

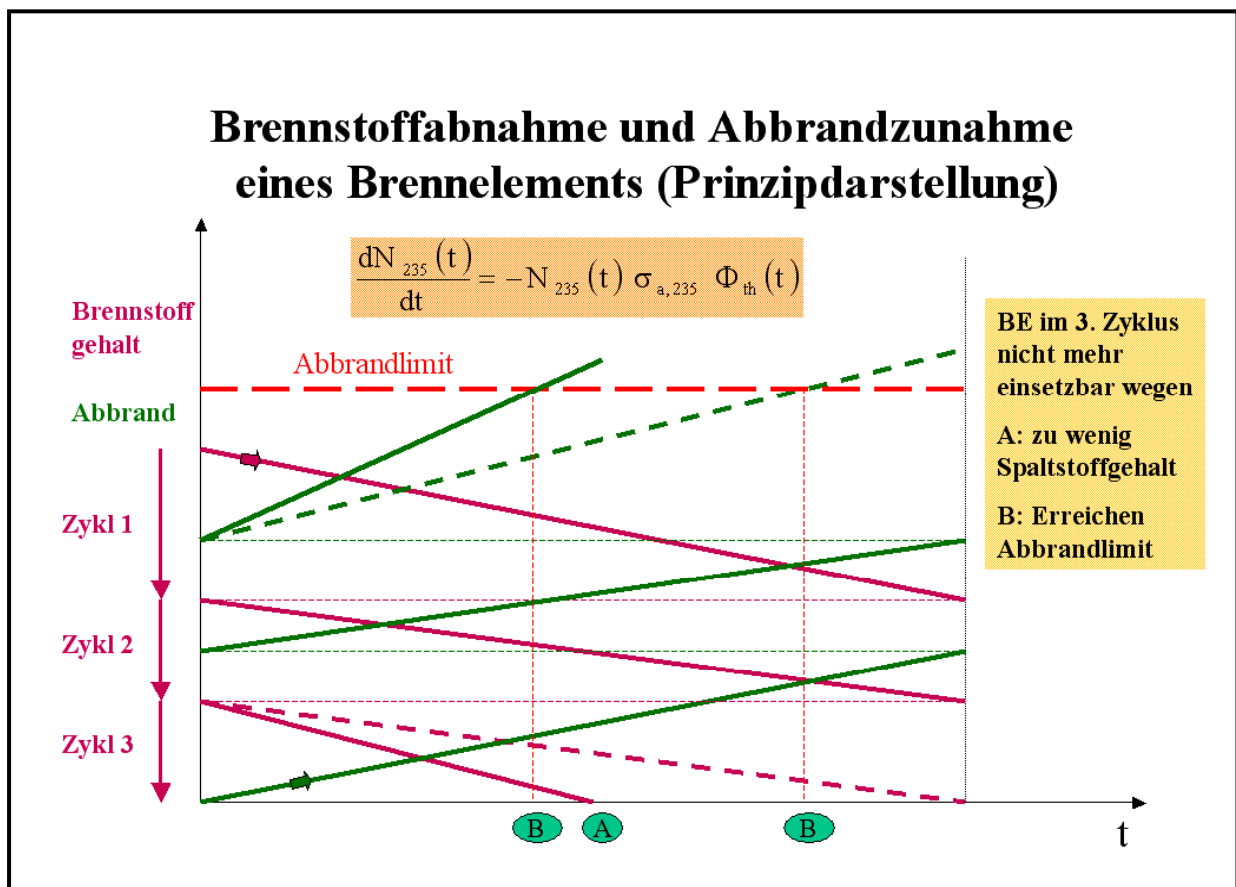


Abbildung 4-10 Prinzipdarstellung zur Erläuterung der Abhängigkeit des Brennstoffverbrauchs von der Zykluslänge

Mit kürzeren Zykluslängen nimmt deshalb die Zahl solcher Elemente ab, die trotz eines verwertbaren Spaltstoffinventars wegen dem für einen langen Zyklus zu geringem Brennstoffgehalt oder dem Überschreiten von Abbrandlimits der Entsorgung zugeführt werden müssen.

Aus diesem Zusammenhang resultiert die Abhängigkeit des Brennstoffverbrauchs von der Zykluslänge eines Leichtwasserreaktors.

Inwieweit das Ziel, einen möglichst großen Teil der Brennelemente vor ihrer Entsorgung an den Zielabbrand heranzuführen, erreicht wurde, lässt sich mit dem Entladeabbrand (batch burn up, Kap. 4.1.3.2) beschreiben. Je geringer die Differenz zwischen mittlerem Entladeabbrand und Zielabbrand ist, um so besser gelang die Brennstoffausnutzung bei der Brennelementeinsatzplanung.

Vereinfacht lassen sich diese Zusammenhänge mit folgenden Aussagen beschreiben:

1. Eine optimale Brennstoffausnutzung erzielt man, wenn **jedes** Brennelement an den genehmigten Maximalabbrand (Zielabbrand) herangeführt wird. Der Entladeabbrand wäre dann identisch mit dem Zielabbrand. Dies ist nur mit einem kontinuierlichem Brennstoffwechsel, d.h. täglicher Neuoptimierung der Kernbeladung realisierbar.
2. Je länger ein Reaktorzyklus dauert, um so seltener kann der Reaktorkern zur Erzielung des optimalen (maximalen) Abbrandzustandes eines Brennelements modifiziert werden. Die Differenz zwischen mittlerem Entladeabbrand und Maximalabbrand und damit der Anteil des Brennstoffs, der ungenutzt der Entsorgung zugeführt wird, nimmt zu.

Die Relation zwischen den Abbrandgrößen A_{BS} , A_{BE} , und A_{Ent} beträgt bei Gleichgewichtskernen etwa:

$$A_{BS} \approx 1,1 A_{BE} ; A_{BE} \approx 1,1 A_{Ent}$$

Abbildung 4-11 zeigt die Entwicklung der Abbrände im GKN II, einer Anlage die zwecks Optimierung der Brennstoffeinsatzplanung die Zykluslängen zeitweise auf 6 Monate verkürzt hatte. Die Abbrandwerte A_{Ent} wurden erst ab Zyklus 11 definitionsgemäß ermittelt, für die vorlaufenden Zyklen war keine entsprechende Datenbasis verfügbar.

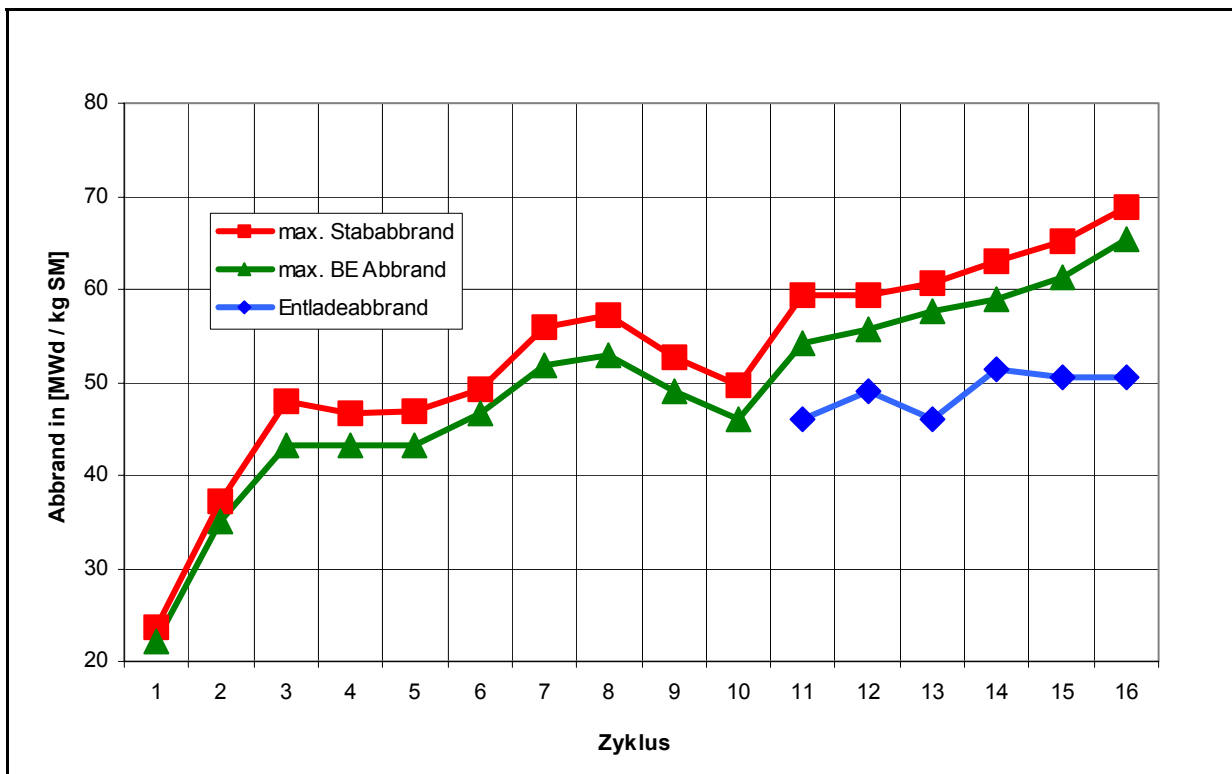


Abbildung 4-11 Verlauf der Abbrände im GKN II

Zusammensetzung des Entladeabbrandes 16. Zyklus GKN II					
Anzahl BE (pro „Gruppe“)	Brennstoff	Anreicherung [w/o]	Gadolinium [w/o]	Entladeabbrand (für diese „Gruppe“) [MWd/kg]	theor. Entladeabbrand nach Anhang 4.1-1 (bei ZL 350 VLT) [MWd/kg]
7	UO ₂	1,90	-	23,79	-
1	UO ₂	3,45	7,0	40,17	39,0
12	UO ₂	3,80	7,0	49,95	45,0
15	UO ₂	4,00	-	55,18	48,5
3	UO ₂	4,40	-	64,72	55,3
8	MOX	4,55	-	62,21	-

Tabelle 4-5 Zusammensetzung des Entladeabbrandes 16. Zyklus GKN II

Betrachtet man die Abbrandwerte A_{Ent} aus **Abbildung 4-11** so stellt man fest, dass sich die genannten theoretischen Werte in der Praxis des GKN II nicht verifizieren ließen. So beträgt das Verhältnis der einzelnen Abbrandwerte z.B. am Ende des 16. Zyklus für den überwiegenden Teil der Brennelemente im GKN II $A_{BS} \sim 1,05 A_{BE}$ und $A_{BE} \sim 1,2 A_{Ent}$ (**Tabelle 4-5**). Die Werte weichen damit von den vorgenannten theoretischen Richtwerten ab. Die Ursache für diese Abweichungen ist begründet in dem Umstand, dass in GKN II selbst im 16. Zyklus keine Gleichgewichtsbedingungen für den Reaktorkern vorhanden sind. So ist aus **Tabelle 4-5** erkennbar, dass die Anreicherungsgrade der verwendeten Brennelemente stark variieren und selbst Erstkernelemente mit dem niedrigen Anreicherungsgrad von 1,9% eingesetzt waren, so dass eine Verifizierung auf diese Weise nicht möglich war.

4.1.3.5 Brennstoffverbrauch und Abbrand in Abhängigkeit von der Zykluslänge

Um die vielfältigen und komplexen Zielsetzungen der Brennstoffeinsatzplanung möglichst optimal zu erfüllen, ist hoher Rechenaufwand erforderlich /8, 9/.

Für die Optimierung von Zykluslängen benötigt man die Abhängigkeit des Brennstoffverbrauchs von der Zykluslänge. Hierzu bedarf es modellhafter Berechnungen von **Gleichgewichtszyklen** mit unterschiedlichen Zykluslängen unter Berücksichtigung anlagenspezifischer Verhältnisse wie Kerndesign, Beladestrategie (z.B. „low leakage core“), Anreicherung etc. Derartige Modellberechnungen sind rechenaufwändig, aber für eine Zyklusoptimierung unumgänglich. In **Anhang 4.1-1** ist das Ergebnis derartiger Modellrechnungen für die Reaktorkerne von SIEMENS-KWU Reaktoren mit einer thermischen Reaktorleistung von 3850 MW_{th} , U 235 Brennstoff, verschiedenen Anreicherungsgraden und einer „low leakage“ Kernbeladung dargestellt. Der Brennstoffverbrauch ist dabei auf die Einheit „Brennelement“ bezogen: Die verwendete Verbrauchsgröße „Reciprocal Reload Fraction“ (RRF) ist definiert als „Anteil der Brennelemente bezogen auf die Gesamtheit der im Reaktorkern enthaltenen Brennelemente“. Ein RRF von 3,71 entspricht in dem Beispiel aus **Anhang 4.1-1** deshalb $193 : 3,71 = 52$ Brennelementen, die Schwermetallmasse errechnet sich dann durch Multiplikation mit der spezifischen Schwermetallmasse eines Brennelements (KONVOI: 532 kg SM pro BE).

Mit den Ergebnissen der Modellrechnungen aus **Anhang 4.1-1** lässt sich die Abhängigkeit des Brennstoffverbrauchs von der Zykluslänge, dargestellt in **Abbildung 4-12** gewinnen. Dabei ist es für die Zyklusoptimierung zweckmäßig den Brennstoffverbrauch mit der erforderlichen Anzahl Brennelemente pro Zyklus zu beschreiben, da der Brennstoff als kleinste Einheit nur in Form von Brennelementen gehandhabt werden kann /26/.

Auch in **Anhang 4.1-1** ist, wie zuvor erläutert, der Brennstoffverbrauch über die „Reciprocal Reload Fraction“ RRF auf die Einheit „Brennelement“ bezogen. Die „RRF“ - Kurvenschar zur Darstellung des Brennstoffverbrauchs in **Anhang 4.1-1** entspricht der in Leichtwasserreaktoren aus Symmetriegründen üblichen Praxis, den Reaktorkern in einer „Viertelsymmetrie“ zu beladen (3,02 \approx 64 BE; 3,22 \approx 60 BE etc) (**Abbildung 4-8**). Damit erfordert die kleinste Variante eines Beladepfades immer den Einsatz von mindestens 4 Brennelementen gleichen Abbrand- bzw. Anreicherungs-Zustandes, lediglich das Zentralelement bildet eine Ausnahme.

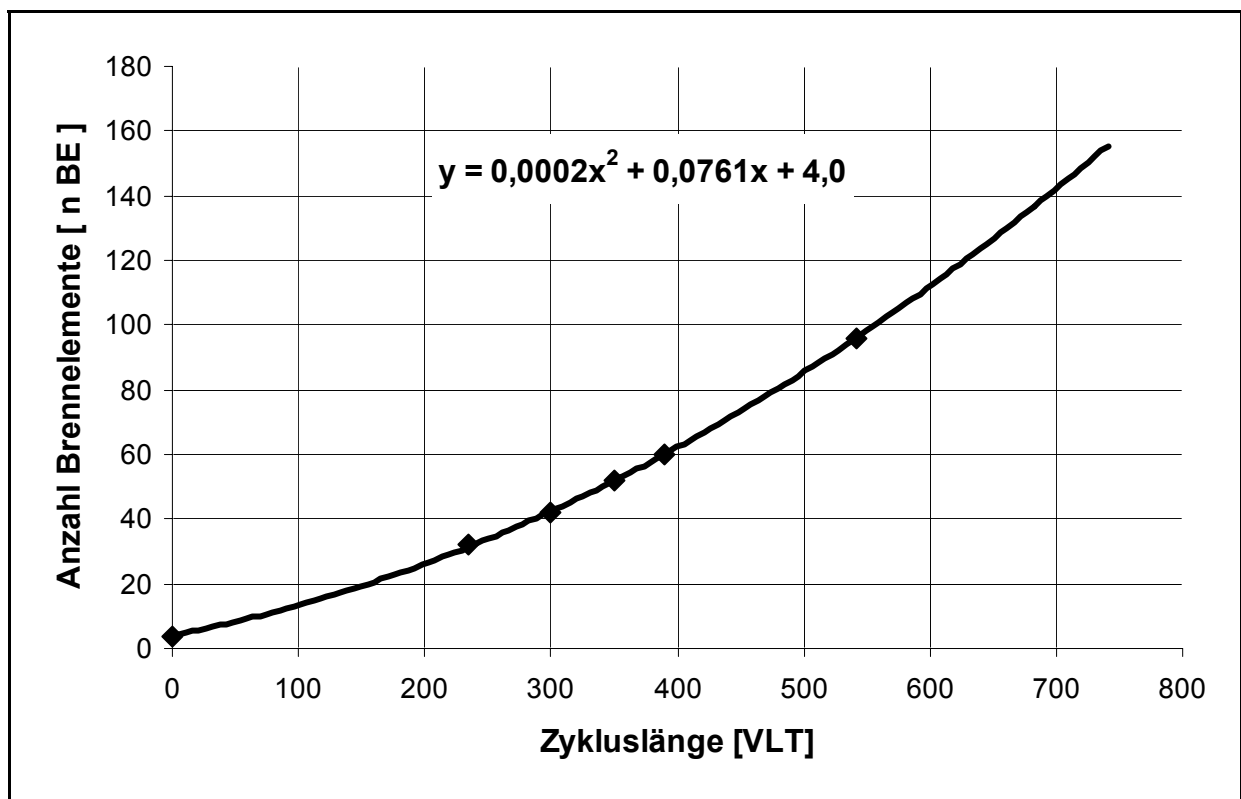


Abbildung 4-12 Brennelementverbrauch [n BE] eines Druckwasserreaktors mit 3850 MW_{th} Reaktorleistung (Anreicherungsgrad 4% U 235, „low leakage“ Kernbeladung) in Abhängigkeit von der gewählten Zykluslänge [VLT] (aus Anhang 4.1-1)

Aus **Anhang 4.1-1** kann man auch den sich in Abhängigkeit von gewählter Zykluslänge und dem Anreicherungsgrad des Brennstoffs ergebenden mittleren Entladeabbrand A_{ent} entnehmen. Der Entladeabbrand nimmt sowohl mit steigender Anreicherung als auch mit Verkürzung der Zykluslänge zu.

Mit **Tabelle 4-6** wurde versucht, die theoretischen Werte aus **Anhang 4.1-1** zu belegen. Es zeigt sich dabei, dass wie zuvor bei den Abbrandverhältnissen, die mittleren Entladeabbrände der Zyklen 11 – 16 auf den ersten Blick nicht zu verifizieren sind.

ÜBERSICHT Entladeabbrände GKN II, Zyklus 11 – 16								
Abbrandwerte A_{BE} [MWd/kg SM]								
Zyklus	11	12	13	14	15	16	theor. Entladeabbrand 350 VLT	Anzahl BE
(Zykluslänge ZL in VLT)	343	208	200	146	194	288		Summe 221
Anreicherung %								
1,9						23,79	-	7
3,45	41,07	40,47	42,09	47,7		40,17	39	42
3,5	39,63	48,78	43,46	51,93			40	12
3,8	49,26	48,81		52,65	46,85	49,95	45	39
4	52,29	53,62	51,77	51,91	51,16	55,18	48,5	110
4,4					60,84	64,72	55,3	3
4,55 MOX						62,21		8
Entladeabbrand A_{ent}	45,92	48,98	45,94	51,39	50,44	50,56		

Tabelle 4-6 Entladeabbrände GKN II Zyklus 11 – 16

Die Ursache liegt wiederum im Fehlen der den theoretischen Analysen zugrunde liegenden Gleichgewichtsbedingungen.

Einen Beweis für die Richtigkeit der theoretischen Ansätze gewinnt man erst, wenn man die Entladeabbrände anreicherungsspezifisch betrachtet. Hier stellt man fest, dass die mit den Kurzzyklen im GKN II erzielten Entladeabbrände immer über den theoretischen Abbrandwerten für eine Zykluslänge von 350 VLT liegen. Für den größten Anteil der entladenen BE des 16. Zyklus (27 Stück mit Anreicherungsgrad 3,8 / 4,0%) liegt der Entladeabbrand ca. 12%, für die Entladeabbrände des 11. bis 15. Zyklus im Mittel ca. 9% über dem theoretisch mit Jahreszyklen und den jeweiligen Anreicherungsgraden erwartbaren Abbrand.

4.1.3.6 Brennstoffkosten in Abhängigkeit von der Zykluslänge

Die für die Zyklusoptimierung erforderlichen Brennstoffkosten als Funktion der Zykluslänge lassen sich mit dem zuvor ermittelten Brennelementverbrauch bestimmen zu

$$K_b \text{ [€]} = n_{BE} * K_{BE} \text{ [€ / BE]} \quad \{GL 4.1-2\}$$

mit

- K_b** = Brennstoffkosten pro Zyklus bei definierter Zykluslänge;
- n_{BE}** = Anzahl der benötigten Brennelemente pro Zyklus
- K_{BE}** = Spez. Kosten pro Brennelement (kpl. Ver- und Entsorgung)

wobei

$$K_{BE} = K_{SM} \text{ [€/kg]} * m_{SM} \text{ [kg]}$$

mit

$$m_{SM} = \text{Schwermetallmasse pro Brennelement}$$

Als Ergebnis erhält man **Diagramm BEKO** (**Abbildung 4-13**), das die **Brennstoffkosten pro Zyklus (Kb)** in **Abhängigkeit von einer gewählten Zykluslänge** beschreibt. Die Ausgangsbasis für die nachfolgenden Optimierungsberechnungen beruht auf den Kosten der Entsorgungsvariante „Direkte Endlagerung“, d.h. gemäß **Tabelle 4-4** auf Kosten von 1,6 Mio. € pro Brennelement.

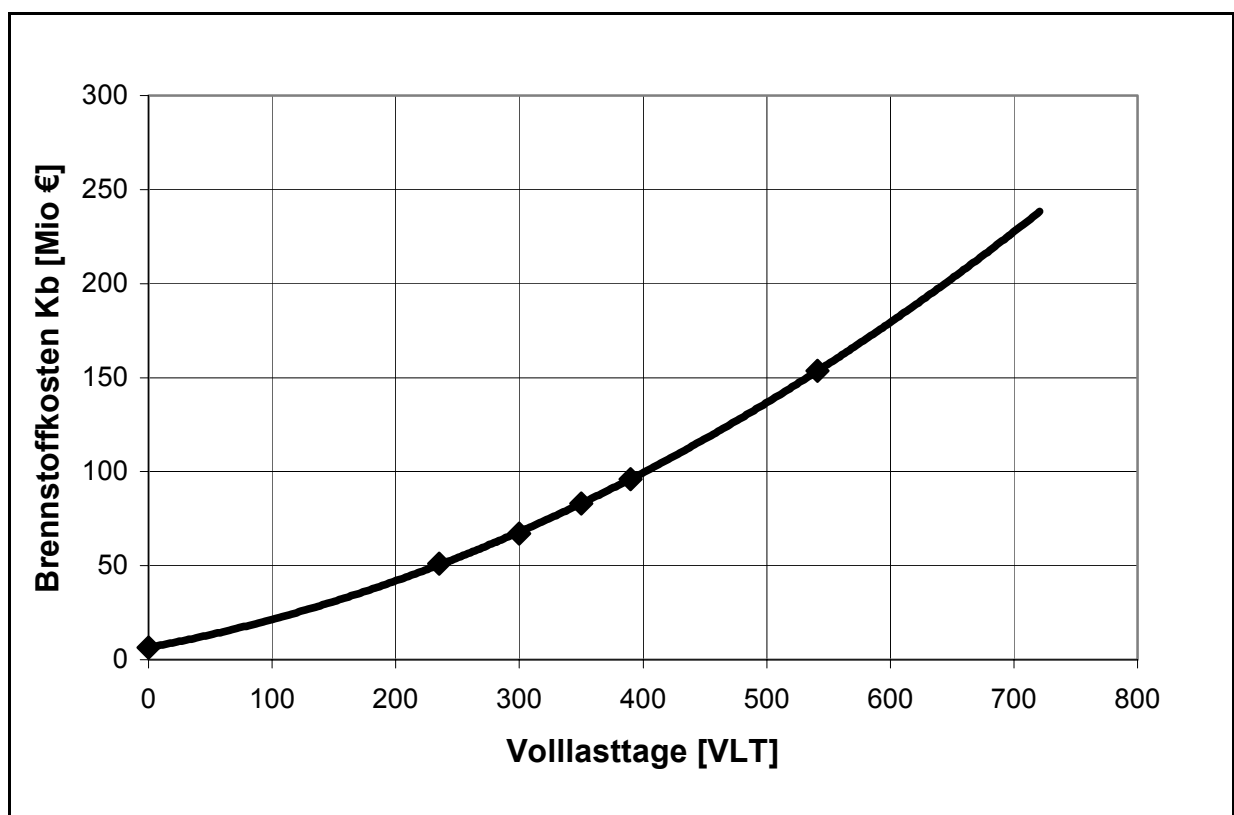


Abbildung 4-13 Brennstoffkosten Kb pro Zyklus [Mio. €] in Abhängigkeit von der Zykluslänge [VLT] bei „Direkter Endlagerung (Diagramm *BEKO*)

*Hinweis zu **Abbildung 4-13**:*

Ein Reaktor benötigt zur Wiederaufnahme des Volllastbetriebes eine Mindestnachladung von 4 Brennelementen.

4.2 Kosten von Revisionen und Brennelementwechseln

In allen Leichtwasserreaktoren wird, wie eingangs erläutert, der Brennstoffwechsel diskontinuierlich durchgeführt. Im Zusammenhang mit dem damit verbundenen Anlagenstillstand werden in der Regel auch alle nicht während des laufenden Betriebes durchführbaren Wartungs-, Reparatur- und Prüfarbeiten eingeplant. Da die Dauer der Stillstandszeiten zumeist vom Zeitbedarf für die Wartungsarbeiten und nicht vom eigentlichen Brennstoffwechsel bestimmt ist, wird für diese Anlagenstillstände oft der Begriff „Revision“ (engl. „outage“), manchmal auch der Begriff „Brennelementwechsel“ (engl. „refueling“) verwendet. Im Rahmen der weiteren Ausführungen ist jedoch eine eindeutige Begriffsbestimmung erforderlich.

Unter dem Begriff **Revision** wird der Stillstand eines Reaktors zur Durchführung von Wartungs-, Prüf- und Reparaturarbeiten und/oder Änderungen an der Anlage verstanden. Im Zuge einer Revision wird zumeist auch ein Brennelementwechsel durchgeführt.

Unter dem Begriff **Brennelementwechsel** wird der Vorgang des Austauschs/Nachladens von Brennstoff inkl. der Maßnahmen zur Herstellung der erforderlichen Anlagenzustände (z.B. An- und Abfahren der Anlage) verstanden. Bei Leichtwasserreaktoren müssen die Reaktoren abgeschaltet und in einen kalten, drucklosen Zustand überführt werden. In der Regel werden Brennelementwechsel im Zusammenhang mit einer Revision durchgeführt, es können aber auch Abschaltungen ausschließlich zum Zwecke des Brennstoffwechsels erfolgen.

Die Kosten zur Durchführung einer Revision bzw. eines Brennelementwechsels sind neben den Brennstoffkosten ein weiterer wesentlicher Faktor für die Ermittlung der optimalen Zykluslänge von Leichtwasserreaktoren. Während die Abhängigkeiten des Brennstoffverbrauchs von der Zykluslänge im Allgemeinen gut bekannt sind, ist die entsprechende Abhängigkeit der Revisionskosten weniger transparent. Meist werden sehr vereinfachende Ansätze (Festbetrag, linear zu Revisionsdauer etc.) gewählt.

Tatsächlich stellen sich die Sachverhalte und die Abhängigkeiten zwischen Zykluslängen und Revisionskosten weitaus komplexer dar, zumal es bei der Variation von Zykluslängen einer Anpassung der Revisionsstrategien bedarf, um das „Gesamtpaket“ kostenmäßig zu optimieren. Daraus resultieren u.U. stark variierende Revisionsumfänge und -längen mit entsprechenden Rückwirkungen auf die Kosten. Es bedarf deshalb geeigneter Ansätze zur Beschreibung der Revisionskosten als Funktion der Zykluslänge. Dieser Erfordernis Rechnung tragend, wird der Aspekt „Revisionskosten“ und deren Abhängigkeit von Zykluslängen im Folgenden detaillierter betrachtet.

4.2.1 Revisionslängen

Vergleicht man in einem ersten Überblick die Revisionsdauern der Leichtwasserreaktoren weltweit, so stellt man signifikante Unterschiede fest. Die durchschnittlichen Revisionszeiten variieren heute von >70 Tagen in Japan über 50 - 60 Tage in Frankreich, 30 - 40 Tage in USA, 10 - 20 Tage in Deutschland und Skandinavien. Dabei ist als Auswirkung der Kostensenkungsprogramme infolge der Liberalisierung von Strommärkten seit Anfang der 90er Jahre in den meisten Ländern ein deutlicher Trend zur Reduzierung der Revisionszeiten festzustellen (**Abbildung 4-14**).

Für die stark variierende Dauer von Revisionen sind verschiedenste Faktoren verantwortlich. Einige sind durch das Anlagendesign vorgegeben, ein weiterer wesentlicher Faktor ist das genehmigungstechnische Umfeld. So basieren die extrem langen Revisionszeiten in Japan nach Aussage der dortigen Kernkraftwerksbetreiber vor allem auf den genehmigungstechnischen Randbedingungen, da z.B. außerhalb der Normalarbeitszeiten, d.h. nachts und/oder an Wochenenden keine behördlichen Tätigkeiten abgewickelt werden können. Viele Einflussgrößen sind erfahrungsgemäß jedoch nicht fremdbestimmt, sondern durch den Betreiber beeinflussbar /27/, sonst wären die in fast allen Ländern zu beobachtenden Verkürzungen der Revisionszeiten nicht erklärbar.

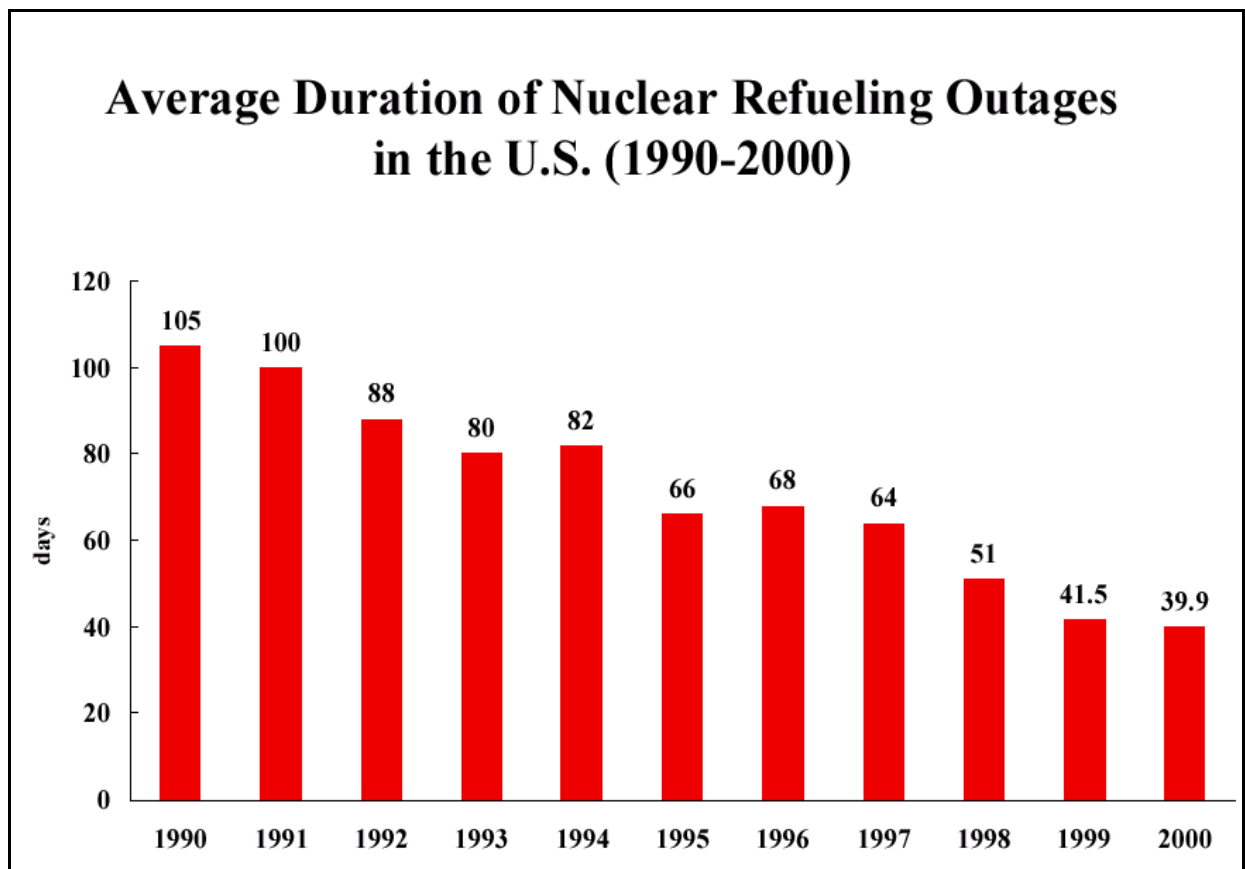


Abbildung 4-14 Entwicklung der durchschnittlichen Revisionszeiten in USA
(Quelle NEI www.nei.org)

Zu den vom Betreiber nicht oder kaum beeinflussbaren Faktoren gehören:

- Anlagendesign und Systemauslegung, wobei punktuell Verbesserungsmaßnahmen durch Anlagenänderungen möglich sind.
- Qualität der Komponenten d.h. Reparaturanfälligkeit und Lebensdauer einzelner Komponenten etc.
- Behördliche Vorgaben z.B. bzgl. Prüfumfänge, Zustimmungs- und Genehmigungsverfahren für das Wiederauffahren nach Brennelementwechsel.

Beeinflussbare Faktoren sind Planung und Abwicklung der Revisionen, insbesondere:

- Optimale Zuordnung der langfristig notwendigen Tätigkeiten hinsichtlich integral kurzer Revisionszeiten (Langfristplanung).
- Planung und Organisation der einzelnen Revisionsabläufe (mittel- und kurzfristige Revisionsplanung, Revisionsabwicklung).
- Bereitstellung effektiver Werkzeuge und Hilfsmittel.
- Verfügbarkeit von kompetentem und motiviertem Personal für die Durchführung der Revision.
- Optimierung betrieblicher Abläufe z.B. des An- und Abfahrvorgangs.

Da auch bei identischem Anlagendesign und gleichem Behördenumfeld signifikante Unterschiede in den durchschnittlichen Revisionslängen festzustellen sind (z.B. innerhalb der USA), ist dies ein Indiz dafür, dass der Einfluss des Betreibers auf solche die Revisionsdauer bestimmende Faktoren offensichtlich nicht unerheblich ist.

Jede Revision ist durch einen terminkritischen Pfad in ihrer Länge definiert. Dieser terminkritische Pfad kann vom eigentlichen Brennelementwechsellvorgang und/oder durch die Dauer der Instandhaltungstätigkeiten bestimmt sein. Eine optimale Revisionsperformance ist dann erreicht, wenn die Stillstandsdauer ausschließlich durch den Brennelementwechsel bestimmt ist, die Instandhaltungsarbeiten damit quasi im „Windschatten“ des Brennelementwechsel abgewickelt werden.

4.2.2 Prinzipieller Ablauf von Revisionen und Brennelementwechseln

Revisionen in Leichtwasserreaktoren weisen eine typische Struktur und immer wiederkehrende Abläufe auf. Wesentliche Anlagenparameter wie Druck und Temperatur des Primärkreislaufs variieren dabei stark. Durch die Definition von „Revisionsphasen“, die sich in charakteristischen Anlagenzuständen unterscheiden, lassen sich die Abläufe einer Revision gut beschreiben. Zuerst zur Erleichterung von Benchmarks entwickelt, hat sich diese Strukturierung der Anlagenstillstände inzwischen auch bei der Durchführung von Probabilistischen Sicherheitsanalysen (PSA) sowie für andere Anwendungsfälle, z.B. zur Festlegung sicherheitstechnisch wichtiger Rahmenbedingungen in Abhängigkeit vom Anlagenzustand, als zweckmäßig erwiesen /10/.

Solche Revisionsphasen werden am Beispiel der DWR - Anlage GKN II (in SWR - Anlagen sind diese Phasen grundsätzlich in ähnlicher Weise vorhanden) beschrieben. Wie in **Anhang 4.2-1** dargestellt, ist im GKN II der Anlagenstillstand durch 7 Phasen, die jeweils durch die Prozessgrößen Primärtemperatur und -druck sowie das Kühlmittelinventar im Primärsystem definiert sind, eingeteilt. Anhand dieser Phaseneinteilung wird zum besseren Verständnis der weiteren Ausführungen zunächst der prinzipielle Ablauf einer Revision - hier am Beispiel eines Druckwasserreaktors - erläutert.

4.2.2.1 Revisionsablauf in einem Druckwasserreaktor

Die Anlage wird durch Reduzierung der Reaktorleistung vom Leistungsbetrieb in den Stillstand überführt. Mit der Reaktorabschaltung (Einfahren aller Steuerelemente) endet der Leistungsbetrieb und es beginnt die erste Stillstandsphase (Phase A), üblicherweise als „heiß unterkritischer“ Zustand bezeichnet. In dieser Phase erfolgt die Nachwärmeabfuhr des Reaktors mittels sekundärseitigem Frischdampfsystem über den Kondensator oder bei dessen Nichtverfügbarkeit über die sekundärseitigen Abblaseregelventile zur Atmosphäre. Ist das Temperatur- und Druckniveau des Primärkreislaufs soweit abgesenkt, dass man zur Nachwärmeabfuhr die primärseitigen Nachwärmeabfuhrsysteme nutzen kann ($< 120^{\circ}\text{C}$, 3,5 MPa), beginnt Phase B.

In dieser wird das Druck- und Temperaturniveau des Reaktorkühlsystems bis zu dessen Drucklosigkeit weiter abgesenkt. Am Ende dieser Phase beträgt die Temperatur im Primärsystem ca. 50°C, der Primärkreislauf ist noch vollständig mit Kühlmittel gefüllt, d.h. der Druckhalter ist auf Normalniveau.

Um den Reaktordruckbehälter zu öffnen, muss das Kühlmittelinventar im Primärkreislauf soweit abgesenkt werden, dass der Deckel des Reaktors ohne Wasseraustritt geöffnet und abgehoben werden kann. Diese Niveauabsenkung ist auch erforderlich, um die Gas- und Wasserphase von Spaltprodukten (Edelgase, Jod, etc.) wirkungsvoll reinigen zu können, so dass es beim Öffnen des Reaktors nicht zu größeren Aktivitätsfreisetzungen in die Anlagenatmosphäre kommt. Hierzu wird die Wasserphase des Kühlmittels in den Kühlmittelentgasern der Kühlmittelreinigung entgast, zur Reinigung der Gasphase im Primärsystem wird Stickstoff in den teilentleerten Primärkreislauf eingespeist und der Spülgasstrom über Filter bzw. spezielle, die Spaltprodukte zurückhaltende Systeme wie das Abgassystem, in die Atmosphäre ausgeblasen. Die Primärrohrleitungen sind dabei nur noch zu 2/3 mit Kühlmittel gefüllt, der Zustand wird im allgemeinen Sprachgebrauch als „Mitte Loop - Betrieb“ bezeichnet (Prinzipdarstellung **in Anhang 4.2-2**).

Führen Ausfälle des Kühlsystems oder Wasserverluste über Lecks in diesem Anlagenzustand zur Unterbrechung der Nachwärmeabfuhr, kommt es wegen des relativ geringen Kühlmittelinventars zu einer raschen Aufheizung des Kühlmittels. Solange das Primärsystem noch geschlossen ist, kann die Sekundärseite nach Anstieg von Primärdruck und -temperatur die Nachwärmeabfuhr wieder übernehmen. Ist jedoch das Primärsystem im Zustand „Mitte - Loop“ bereits geöffnet, findet ab 100°C Kühlmittelverdampfung in die Sicherheitsbehälteratmosphäre und damit einhergehend eine weitere und relativ schnell voranschreitende Reduzierung des Kühlmittelinventars statt. Diesem Systemverhalten bei Kühlungsausfall Rechnung tragend, hat man für diesen, hinsichtlich Kühlungsausfall sehr sensitiven Anlagenzustand, eine eigene Phase (Phase D „Mitte -Loop Betrieb bei geöffnetem Primärsystem“) definiert. Sie spielt insbesondere im Zusammenhang mit Risikobetrachtungen bei Anlagenstillstand, wie später in Kapitel 6 abgehandelt, eine besondere Rolle.

Den „Mitte - Loop“ Phasen schließt sich nach Öffnen und Abheben des Reaktordeckels das Auffüllen der Reaktorgrube mit Kühlmittel an, um den eigentlichen Brennelementwechsel durchführen zu können. Dabei erhöhen sich die Kühlmittelmengen über dem Reaktorkern wieder. Die sensible Phase D besteht solange, bis eine hinreichend große Kühlmittelmenge in die Reaktorgrube eingespeist wurde und die Karenzzeiten für Handeingriffe bei Kühlungsausfall wieder ausreichend lang sind. Ausreichend lang ist eine Karenzzeit dann, wenn das in den deutschen Sicherheitsanforderungen für Handeingriffe verankerte 30 min Konzept erfüllt ist. Die sich daran anschließende Auffüllphase bis zur vollständigen Füllung der Reaktorgrube ist als Phase E definiert.

In der sich daran anschließenden Phase F geschieht das eigentliche Ent- und Beladen des Reaktorkerns. Hierzu besteht zwischen Reaktorgrube und Brennelementnasslager eine Verbindungsöffnung durch welche die Brennelemente transportiert werden. Bei vielen Anlagendesigns befindet sich das Nasslager außerhalb des Sicherheitsbehälters und die Brennelemente müssen über eine sog. Transfereinrichtung aus dem Sicherheitsbehälter in das außenliegende Brennelementnasslager verbracht werden. Nachdem alle Brennelemente aus dem Reaktor entladen und in das Brennelementlager verbracht wurden, wird die Reaktorgrube durch Verschließen der Verbindungsöffnung wieder vom Brennelementlagerbecken abgetrennt und die Kühlung der Brennelemente erfolgt alleinig durch die Kühlsysteme des Brennelementlagers.

Dieser Zustand „alle Brennelemente im Brennelementlager“ wird mit Phase G bezeichnet. Er wird zwingend immer dann benötigt, wenn Arbeiten am Primärkreislauf notwendig sind, die eine vollständige, d.h. unter das Niveau „Mitte - Loop“ gehende Entleerung des Primärkreislaufs erfordern, da mit entleerten Primärrohrleitungen keine Nachwärmeabfuhr im Reaktor möglich ist.

In **Abbildung 4-15** ist eine geflutete und mit dem Brennelementlagerbecken verbundene Reaktorgrube dargestellt, d.h. die abgebildete Anlage befindet sich in der Phase F eines Brennelementwechsels.

Bis vor kurzem war es in Europa üblich, die Brennelemente in einem Druckwasserreaktor bei einem Brennelementwechsel wie zuvor beschrieben immer vollständig aus dem Reaktor zu entfernen und ins Brennelementnasslager zu verbringen. In Siedewasserreaktoren wird vor allem wegen der deutlich größeren Anzahl an Brennelementen im Kern ein anderes Verfahren gewählt. Die Brennelemente werden beim Wechsel nicht komplett entladen, sondern überwiegend innerhalb des Reaktors umgesetzt und nur die endgültig abgebrannten Elemente ins Lagerbecken verbracht. Die Methodik des „Umsetzens im Kern“ ist im englischen Sprachraum unter dem Begriff „Shufflen“ (von: *shuffle* = *mischen*) bekannt und wurde dort auch vereinzelt in Druckwasserreaktoren angewandt. Sie wurde im Zusammenhang mit der Optimierung von Zykluslängen ab 1998 auch im GKN II wieder reaktiviert unter Verwendung des aus dem englischen stammenden Begriffs. Dies ist ein Beispiel dafür, dass aus der Veränderung von Zykluslängen auch Anpassungen der Revisionsabwicklung bzw. Methodiken resultieren. Die aus USA importierte Methodik ist zwischenzeitlich in einigen deutschen Druckwasserreaktoren wieder geübte Praxis.

Die beschriebenen Abläufe waren beispielhaft für eine Revision mit Brennelementwechsel. Abhängig von den bei einem Anlagenstillstand durchzuführenden Tätigkeiten gibt es natürlich verschiedenste Varianten dieses Standardprozesses.

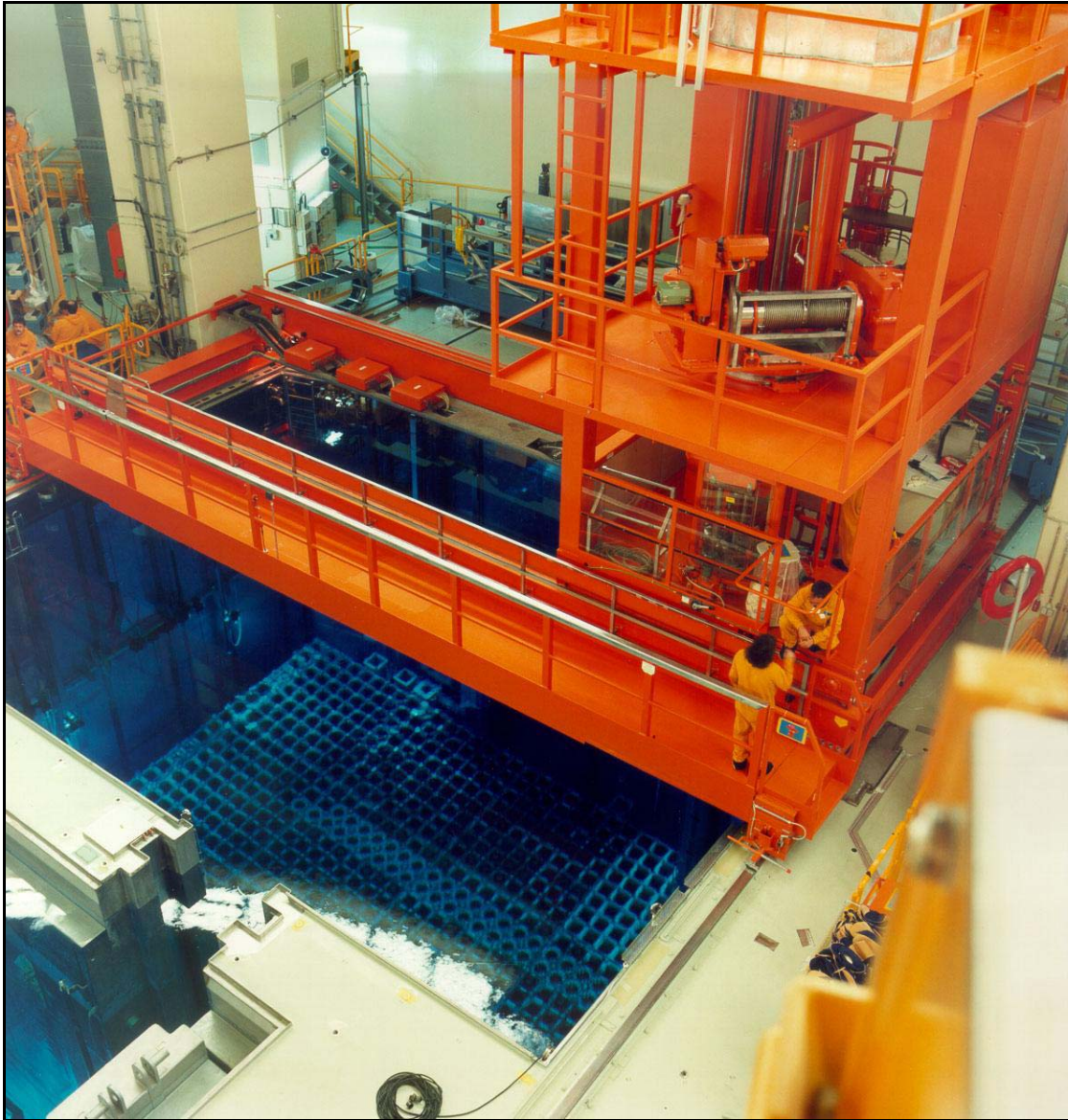


Abbildung 4-15 Geflutete Reaktorgrube zum Brennelementwechsel (Phase F)

4.2.3 Revisionskosten

Mit den bisherigen Ausführungen wurden die für das weitere Verständnis notwendigen technischen Zusammenhänge einer Revision beschrieben. Im Folgenden werden die kostenmäßigen Zusammenhänge erläutert.

Obwohl die Revisionskosten einen großen Anteil der Instandhaltungskosten eines Kernkraftwerks ausmachen, sind Kenntnisse über deren Abhängigkeiten von Revisionslängen rar. Vor der Einleitung von Revisionszeitverkürzungen Anfang der 90er Jahre wurde z.B. mit viel Vehemenz der Standpunkt vertreten:

„Revisionsverkürzungen sind unwirtschaftlich weil teuer. Der Mehraufwand durch erhöhten Personaleinsatz, die Notwendigkeit von Schicht-, Sonn- und Feiertagsarbeit etc. überwiegt die Einsparungseffekte“.

Belegbar waren diese Aussagen nicht. Zu dieser Zeit lagen die Revisionszeiten in fast allen Anlagen stabil bei 30 Tagen, so dass entsprechende Erfahrungen auch mittels Quervergleich kaum zu gewinnen waren.

Für eine Zyklusoptimierung ist die belastbare Kenntnis der Revisionskosten und vor allem deren Abhängigkeiten von der Revisionsdauer jedoch wesentlich. Im Gegensatz zu den Brennstoffkosten beruhen diese nicht auf „physikalischen Gesetzmäßigkeiten“ sondern sie sind von vielerlei Randbedingungen abhängig. Derartige Randbedingungen z.B. die gewählte Instandhaltungsphilosophie, Unternehmensstrukturen, industrielles Umfeld (Herstellerverfügbarkeit), Effizienz der eigenen Organisation, Qualität des Instandhaltungspersonals usw. variieren stark über Länder und Betreiberorganisationen hinweg. Damit ist es praktisch unmöglich durch den Vergleich von Anlagen mit unterschiedlichen Revisionsdauern eine belastbare Aussage über Höhe und Abhängigkeiten der Revisionskosten von deren Länge zu erhalten.

Nachdem sich der Betreiber der Anlage GKN II Anfang der 90er Jahre entschlossen hatte, trotz der vorherrschenden allgemeinen Meinung die Revisionszeiten abzukürzen, konnten die Auswirkungen und Abhängigkeiten in einem realen Umfeld ermittelt und analysiert werden. Die Anlage GKN II ist das jüngste der deutschen Kernkraftwerke und 1989 in Betrieb gegangen. Die Reaktoranlage ist ein Druckwasserreaktor mit einer thermischen Reaktorleistung von 3850 MW_{th}. Er gehört zu einer Serie (KONVOI) weitgehend baugleicher Anlagen des Herstellers SIEMENS-KWU.

Anhand dieser Anlage wird die systematische Vorgehensweise zur Definition der (quantitativen) Revisionskosten im Rahmen einer Zyklusoptimierung demonstriert und gleichzeitig eine Basis für die in Kapitel 9 durchgeführte Optimierungsberechnung geschaffen.

Es ist darauf hinzuweisen, dass für diese Anlage gewonnene quantitative Daten nicht unbesehen auf Anlagen mit anderer Anlagentechnik und mit anderen Rahmenbedingungen übertragbar sind. Die qualitativen Aussagen dürften jedoch für eine Vielzahl von Anlagen Gültigkeit haben.

4.2.4 Revisionskosten als Funktion der Revisionslänge

4.2.4.1 Ermittlung der Abhängigkeiten anhand von 3 Referenzfällen

Unter der Voraussetzung einer transparenten Kostenlegung in einem Unternehmen erscheint es relativ einfach, die Zusammenhänge zwischen Revisionslängen und -kosten zu ermitteln. In der Praxis stößt man dabei jedoch auf eine Reihe von Problemen:

- Eine Zuordnung von Instandhaltungskosten zu den Revisionen wird oft nicht vorgenommen.
- Unterschiedliche Mengengerüste in den Revisionen sind Ursache variierender Revisionslängen.
- Einzelne sehr teure Tätigkeiten, z.B. eine Turbinen- oder Generatorrevision, die Ultraschallprüfung des Reaktordruckbehälters etc. können die Kosten der Revisionen stark beeinflussen, obwohl diese Tätigkeiten die Revisionslänge oft nicht oder nur unwesentlich bestimmen.

- Besondere Einflussfaktoren bestimmen die Kostenentwicklung, z.B. eine Verlagerung von Fremdleistungen auf Eigenleistungen bei Instandhaltungen oder umgekehrt.

So resultierte die Anfang der 90er Jahre in der KONVOI - Anlage GKN II einsetzende Verkürzung von Revisionszeiten (**Abbildung 4-16**) anfänglich vor allem auf verbesserter Terminplanung und Koordination zur Vermeidung von Leerlaufzeiten sowie Fortschritten bei Arbeitsplanung und -durchführung.

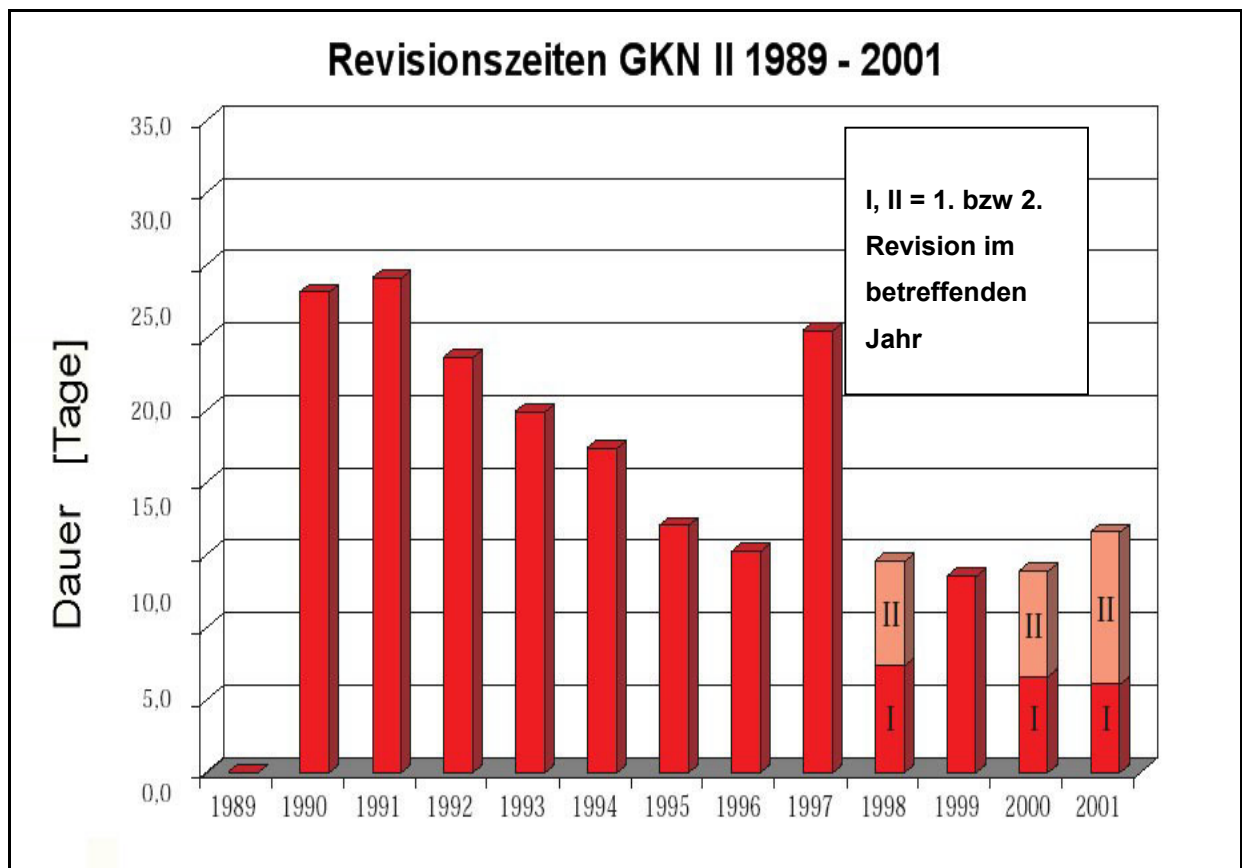


Abbildung 4-16 Entwicklung der Revisionszeiten GKN II 1989 bis 2001

Ein wesentlicher, die Revisionszeit verkürzender Faktor, war auch der Einsatz moderner Prüf- und Diagnosetechniken und effizienterer Werkzeuge. Später kamen andere Einflüsse wie Reduzierung der Instandhaltungs- und Prüfumfänge oder die Verlagerung von Instandhaltungsmaßnahmen in den Leistungsbetrieb (Vorbeugende Instandhaltung im Leistungsbetrieb „VIB“), Kostenreduzierungen bei Zulieferern etc. hinzu.

Bei derartig vielen sich ändernden Parametern ist es nicht einfach, Gesetzmäßigkeiten zu identifizieren.

Für eine erste Analyse wurde deshalb nach geeigneten „Referenzrevisionen“, d.h. solchen mit geringen Störgrößen, d.h. sich im Bewertungszeitraum wenig ändernden Parametern, gesucht. Diese Revisionen sollten möglichst die folgende Bedingungen erfüllen:

1. Die Revisionslängen variieren **bei gleichem Tätigkeitsumfang** in größerem Maße.
2. Es steht eine ausreichende **Datenbasis** (detaillierte Erfassung der Revisionskosten) zur Verfügung
3. **Andere Einflussfaktoren** wie „Effizienzsteigerungsprogramme“, Preisentwicklung bei einzelnen Tätigkeiten etc. sollten entweder **gering oder** hinreichend genau **quantifizierbar** sein.

Mit den Revisionen der Jahre 1991, 1993 und 1995 konnten drei geeignete Revisionen identifiziert werden. Diese Revisionen waren vor allem hinsichtlich Erfüllung der Bedingung 1 optimal, da sich zwischen 1991 und 1995 die Revisionsdauer bei vergleichbarem Mengengerüst (**Anhang 4.2-3**) halbierte (**Abbildung 4-16**). Es mussten lediglich einzelne Kostenpositionen, z.B. eine umfangreichere Turbinenüberprüfung die nicht terminbestimmend war, kostenmäßig „eliminiert“ werden. Da eine EDV gestützte Zuordnung von Instandhaltungskosten zu Revisionen im GKN II erst ab 1998 möglich war, mussten zur Erfüllung der Bedingung 2 alle Kosten der 3 Revisionen 1991 - 1995 manuell erfasst und einzeln bewertet werden. Preissteigerungsraten wurden mittels entsprechenden Korrekturfaktoren berücksichtigt.

Hinsichtlich der dritten Bedingung erwies sich der Zeitraum zwischen 1991 und 1995 ebenfalls als gut geeignet, da in dieser Zeit noch keine besonders tiefgreifenden Umstrukturierungs- oder Kostensenkungsmaßnahmen stattfanden. Erst in den Folge-

jahren führte die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes zu einer ganzen Reihe von signifikanten Veränderungen des Umfeldes.

Wie erläutert wurde die Verkürzung der Revisionslängen im GKN II eingeleitet, ohne dass deren Auswirkungen konkret absehbar waren. Allerdings bestand eine Erwartungshaltung dahingehend, dass sich entsprechend der allgemeinen Meinung, bei Verkürzung der Revisionszeiten die Kosten für Wartungs- und Reparaturmaßnahmen - im Folgenden als „Instandhaltungskosten“ bezeichnet - nicht oder nur unwesentlich ändern. Bei den „Infrastrukturkosten“ hingegen, das sind Kosten die aus den allgemeinen Unterstützungsfunktionen wie Reinigung, Bewachung, Strahlenschutz etc. resultieren, wurde jedoch eine mit der Revisionszeitverkürzung einhergehende Reduzierung erwartet. Bei der Erfassung der Revisionskosten wurde deshalb auch eine entsprechende Klassifizierung in diese beiden Kategorien vorgenommen. Das Ergebnis dieser ersten, sehr einfachen Revisionskostenanalyse ist in **Abbildung 4-17** dargestellt und erbrachte überraschende, der damaligen allgemeinen Meinung jedoch eindeutig widersprechende, Zusammenhänge.

Diese lassen sich mit folgenden Aussagen zusammenfassen:

- Mit kürzeren Revisionslängen reduzierten sich (bei vergleichbarem Mengengerüst!) Instandhaltungskosten und Infrastrukturkosten.
- Instandhaltungs- und Infrastrukturkosten reduzieren sich in der gleichen prozentualen Größenordnung; da die absoluten Kosten der Instandhaltungsmaßnahmen jedoch gut das 3 - 4fache der Infrastrukturkosten betragen, dominieren die Instandhaltungskosten beim Einsparpotenzial.

Die Resultate aus dem Zeitraum 1991 bis 1995 ließen sich basierend auf den Erfahrungen der Revisionszeitverkürzung von 34 auf 17 Tage beschreiben mit:

Reduktion der Revisionszeit um 50%
reduziert bei vergleichbarem Arbeitsumfang
die Revisionskosten um 30 %

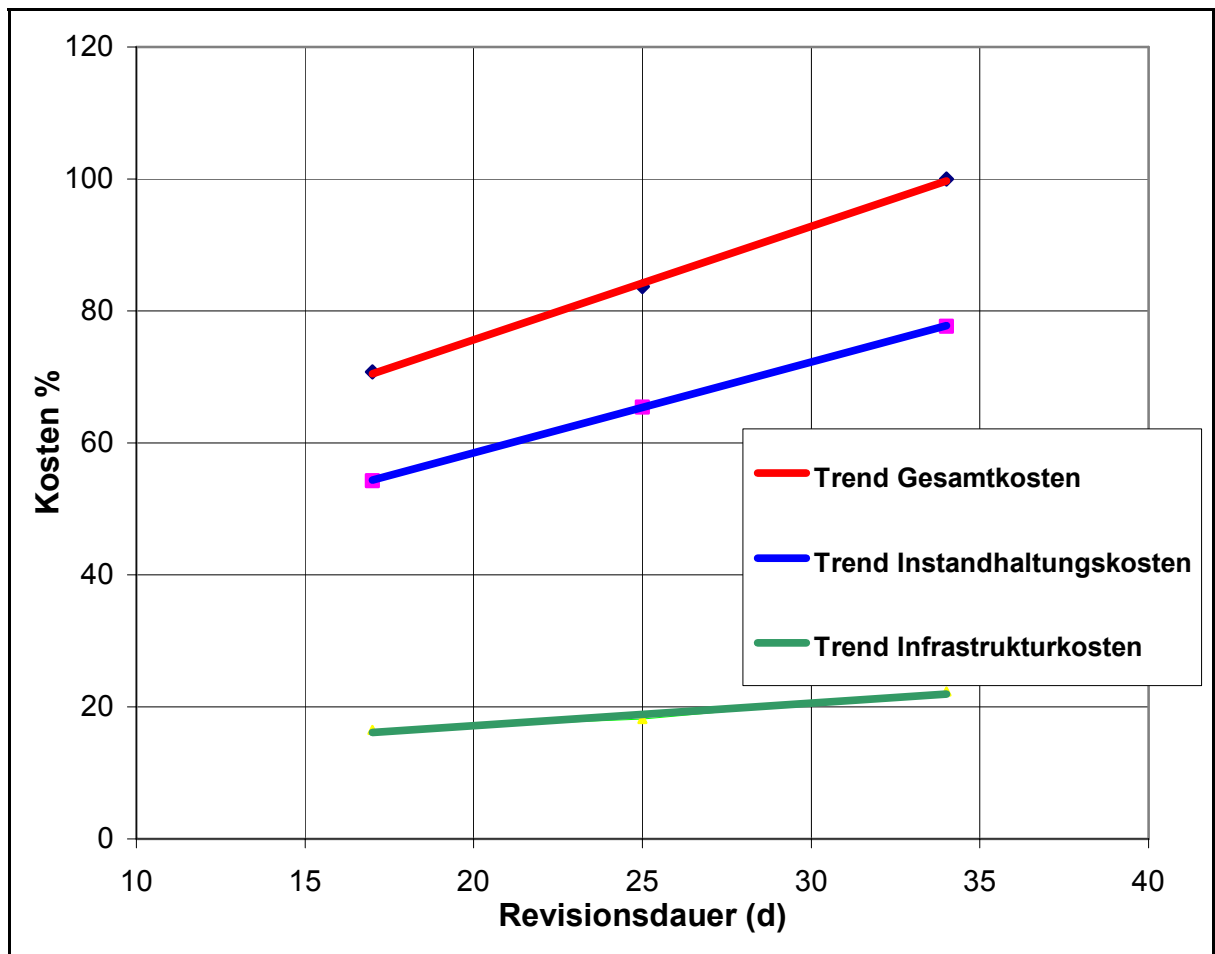


Abbildung 4-17 Revisionskostenentwicklung 1991 bis 1995 in GKN II

Für die, zumindest in dem festgestellten Ausmaß, nicht erwartete Degression der Instandhaltungskosten gibt es eine plausible Erklärung:

Die Revisionszeitverkürzung beruhte auf verbesserten Verfahrensweisen in Betrieb und Instandhaltung sowie - und dies war der wesentlichste Einflussfaktor - auf verbesserter Terminplanung. Damit konnten die mit geringer Planungstiefe stets einhergehenden langen Wartezeiten der (meist teuren) Spezialisten sowie der Anteil von daraus resultierenden Überstunden und Sonderzulagen deutlich reduziert werden. Dieser Effekt kompensiert bei weitem die durch vermehrte Nacht- und Sonntagsarbeit sowie ggf. zusätzlichem Personal anfallenden Mehrkosten. Der Einfluss des höheren Personaleinsatzes ist jedoch darin zu erkennen, dass die Kostenreduzierungen sich unterproportional zur Revisionszeitverkürzung verhalten.

4.2.4.2 Erweiterte Revisionskostenanalyse

Die guten Erfahrungen mit der deutlichen Absenkung von Revisionszeit und -kosten waren Anlass im GKN II die Zykluslängen, wiederum entgegen dem weltweiten Trend, zugunsten einer verbesserten Brennstoffausnutzung zu verkürzen mit der Folge, dass in den Jahren 1998, 2000 und 2001 zwei Brennelementwechsel durchgeführt wurden. Die Zykluslängen reduzierten sich damit von 12 auf ca. 6 Monate.

Für eine Zyklusoptimierung, die auch die Möglichkeiten von Zyklusverkürzungen einschließt, waren die bis 1995 gesammelten Erfahrungen zur Definition von Revisionskosten nicht mehr aussagekräftig genug, da sich gegenüber der Entwicklung 1991 - 1995, bei der ja die Zykluslänge mit Jahreszyklen beibehalten wurde, einige Randbedingungen signifikant verändern:

- Da die in einem Jahr abzuwickelnden Instandhaltungsarbeiten ggf. auf mehrere Brennelementwechsel aufgeteilt werden können, bestimmen die Instandhaltungstätigkeiten nicht mehr zwingend die Revisionsdauer.
- Bei zwei oder mehr Brennelementwechseln pro Jahr müssen einige Tätigkeiten zwangsläufig häufiger durchgeführt werden, als dies bei Jahreszyklen der Fall ist. Hierzu zählt vor allem das Öffnen und Schließen des Reaktordruckbehälters, die Handhabung der Brennelemente sowie die Durchführung aller Prüfungen, die nicht zeitabhängig, sondern vom Ereignis „Brennelementwechsel“ abhängig sind. Hierzu gehören z.B. die Reaktorschutzprüfungen zum Wiederanfahren oder die physikalischen Anfahrmessungen. Dieser Umstand lässt erwarten, dass die integralen Revisionskosten bei kürzeren Zykluslängen überproportional ansteigen, bei der Verlängerung der Zyklen ist eine entsprechende Kostenreduzierung zu erwarten.

Damit einhergehend stellen sich folgende Fragen:

- Lassen sich die in der einfachen Analyse identifizierten Abhängigkeiten zwischen Revisionslänge und Revisionskosten auf sehr kurze Revisionslängen extrapolieren oder ergeben sich andere Abhängigkeiten?
- Wie wirken sich die erforderlichen Mehraufwendungen bei häufigeren Brennelementwechseln auf die integralen Revisionskosten aus?

Zu beantworten war letztlich die Frage: Kann man bei stark variierenden Zykluslängen zwischen 100 und 730 Tagen und den damit einhergehenden sich deutlich ändernden Randbedingungen für Revisionen und Brennelementwechsel eine belastbare Abhängigkeit der Revisionskosten von der Revisionsdauer ableiten?

Zur Klärung dieser Fragestellungen wurden die Revisionskostenanalysen erweitert und zusätzlich alle Revisionen im Zeitraum 1997 bis 2001 ausgewertet.

Die Analyse war gegenüber der zuvor dargestellten Analyse (1991 - 1995) erwartungsgemäß deutlich aufwändiger, da außer der Preisleitung weitere Einflussgrößen zu bewerten waren:

- Die Mengengerüste der einzelnen Revisionen waren nicht mehr identisch, sondern tendenziell rückläufig. Zwei Einflussfaktoren trugen insbesondere zu einer Reduzierung der Revisionsumfänge bei: Die Einführung der „Vorbeugenden Instandhaltung im Leistungsbetrieb“ (VIB) in 1998, durch die eine Verlagerung von Instandhaltungsmaßnahmen in den Leistungsbetrieb der Anlage stattfindet, sowie die sukzessive Verlängerung der Instandhaltungsintervalle von Komponenten.
- Ab 1998 wurden verstärkt Effizienzsteigerungsprogramme (verbessertes Kostenmanagement, Auftragspoolung etc.) zur Kostenreduzierung durchgeführt. Dies führte in vielen Fällen zu einer Reduzierung der spezifischen Instandhaltungskosten, d.h. die Kosten für eine einzelne Instandhaltungsmaßnahme waren rückläufig.
- Mit der Einführung von Kurzzyklen ebenfalls ab 1998 wurden die Instandhaltungstätigkeiten auf 2 Anlagenrevisionen pro Jahr aufgeteilt.

Die beiden ersten Einflussfaktoren wurden in der erweiterten Analyse durch Korrekturfaktoren berücksichtigt: Neben der Preisgleitung (*korr PG*) wurden die ermittelten Kosten um einen, die infolge der Verlagerung von Instandhaltungstätigkeiten in den Leistungsbetrieb (VIB) reduzierten Arbeitsumfänge berücksichtigenden Faktor (*korr VIB*), sowie einen weiteren Faktor (*korr M*), der den Einfluss verlängerter Instandhaltungsintervalle berücksichtigte, korrigiert. (**Anhang 4.2-4**). Der Korrekturfaktor (*korr VIB*) wurde anhand des prozentualen Anteils der aus der Revision in den Leistungsbetrieb verlagerten Instandhaltungsmaßnahmen festgelegt.

Die Korrekturfaktoren betragen

<i>(korr PG)</i>	<i>bis + 18%</i>
<i>(korr VIB)</i>	<i>bis - 20%</i>
<i>(korr M)</i>	<i>bis - 7%</i>

Um die Auswirkungen von Kurzzyklen zu erfassen, wurden sowohl die Kosten der beiden Einzelrevisionen pro Jahr als auch die Gesamtkosten (Summe der beiden Einzelrevisionen) ermittelt und in die Analyse eingebracht. Unberücksichtigt blieb in der Analyse die Revision 1997, da diese als sog. „8-Jahresrevision“ einen Sonderfall darstellt. In diesen „8-Jahresrevisionen (künftig wegen Anpassung der Regelwerke wie in Frankreich „10-Jahresrevisionen“) werden auf Grund des kerntechnischen Regelwerkes umfangreiche und sehr zeit- und kostenintensive Prüfungen, insbesondere im Bereich des Primärkreislaufes, durchgeführt (Primärkreisdruckprobe, Ultraschallprüfungen am Reaktordruckbehälter und anderen Primärkreiskomponenten etc.). Zudem werden Großrevisionen am Turbosatz und am Generator in diesen Revisionen abgewickelt. Sowohl Arbeitsumfänge als auch die hierfür benötigten Zeiträume oder die spezifische Kosten einzelner Tätigkeiten sind so unspezifisch, dass derartige Revisionen für Trendaussagen und als Basis für Optimierungsrechnungen ungeeignet sind.

Das Ergebnis dieser Revisionskostenanalyse für den Zeitraum 1991 – 2001 ist in **Abbildung 4-18** dargestellt. Die Revisionskosten wurden dabei mittels der Korrekturfaktoren auf den Ausgangszustand, d.h. die Kostenbasis 1991 entspricht 100%, normiert, da die absolute Höhe der Revisionskosten aus Wettbewerbsgründen nicht publiziert werden soll.

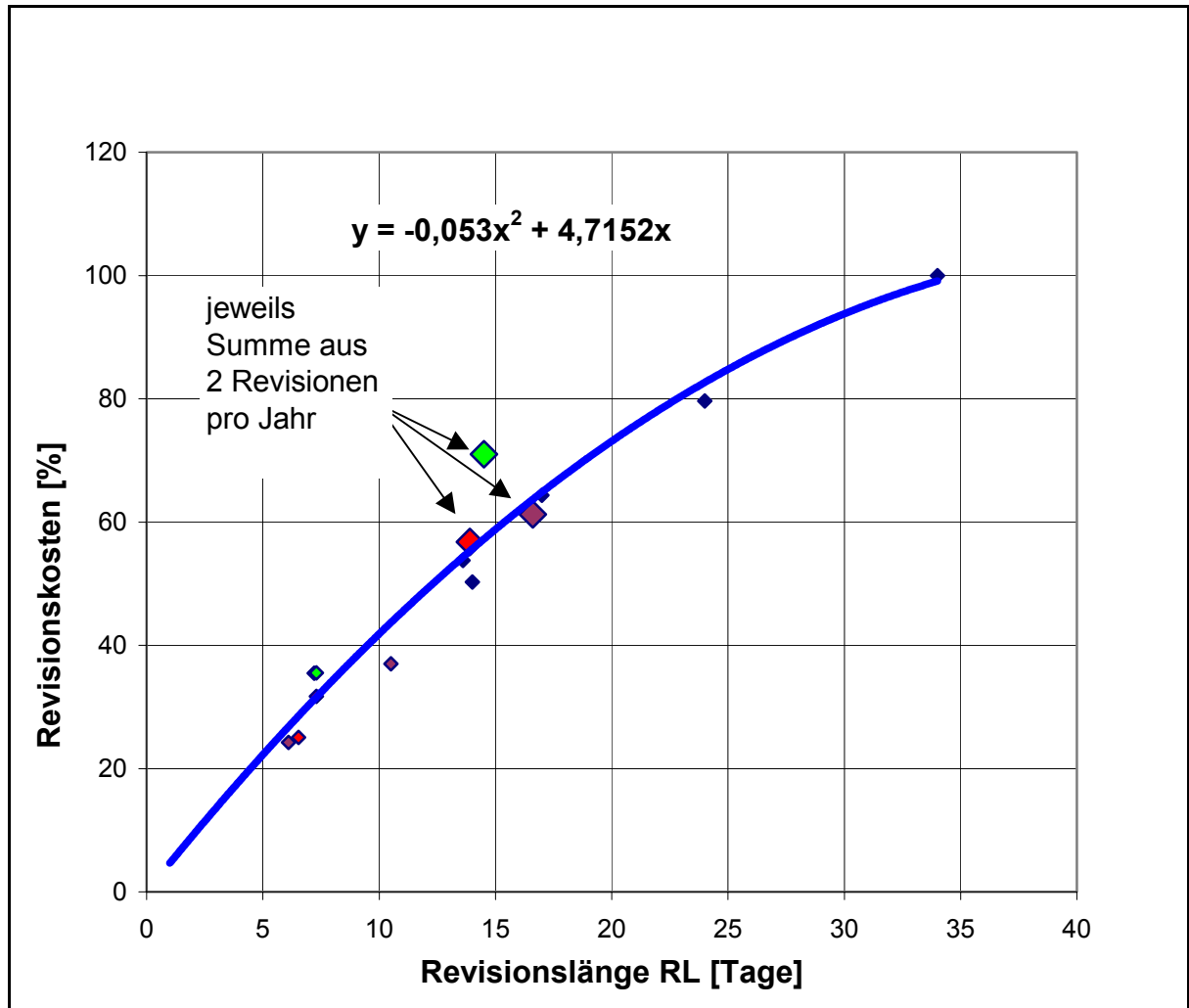


Abbildung 4-18 Revisionskosten K_r in Abhängigkeit von der Revisionslänge

Aus **Abbildung 4-18** ist erkennbar, dass sich die Abhängigkeit der Revisionskosten K_r von der Revisionslänge im Falle GKN II über alle Besonderheiten hinweg für Revisionslängen von 5-35 Tagen mit ausreichender Genauigkeit durch eine polynomische Funktion beschreiben lassen. Mit den realen Zahlenwerten errechnen sich die für die Zyklusoptimierung relevanten Revisionskosten im GKN II zu

$$K_r [\text{Mio€}] = -0,053 \text{ RL}^2 + 4,715 \text{ RL} \quad \{GL 4.2-1\}$$

Selbst bei der Aufteilung des Revisionsumfangs auf 2 Brennelementwechsel pro Jahr, d.h. bei 6 Monatszyklen, liegen die Gesamtkosten gut im Trend der Kosten für eine einzelne Jahresrevision. Um diese Aussagen zu belegen, wurden in die **Abbildung 4-18** neben den Kosten einer jeden Einzelrevision auch die Gesamtkosten der beiden Einzelrevisionen pro Jahr aufgetragen (große Datenrauten). Nur beim ersten Versuch mit 6-Monatszyklen in 1998 lagen die Gesamtkosten für 2 Revisionen pro Jahr noch deutlich über der allgemeinen Trendkurve (große grüne Datenraute), in den nachfolgenden Jahren liegen auch die aufsummierten Werte im Trend. Ursächlich hierfür ist der Erfahrungszuwachs mit der Durchführung kurzer Zyklen, u.a. erfolgte eine Adaption der Instandhaltungsstrategie an die häufigeren Brennstoffwechsel. Eine der Revisionen in 1998 war in der Absicht, die Ersatzstromkosten niedrig zu halten, auf eine Periode mit vielen Feiertagen gelegt worden. Dies führte zu sehr hohen Personalkosten, so dass diese Strategie in späteren Jahren nicht mehr verfolgt wurde.

4.2.5 Revisionskosten in Abhängigkeit von unterschiedlichen Zykluslängen

Mit der Ermittlung der Revisionskosten in Abhängigkeit von der Dauer einer einzelnen Revision verfügt man noch nicht über den für eine Zyklusoptimierung erforderlichen Zusammenhang zwischen Zykluslänge und Revisionskosten. Um diesen zu ermitteln, wurde die Anzahl der Revisionen/Brennelementwechsel bei gewählter Zykluslänge und die daraus resultierenden integralen Revisionskosten in einem vordefinierten Betrachtungszeitraum ermittelt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich eine optimale Revisionsstrategie mit variierender Zykluslänge ändert. So sind bei sehr langen Zykluslängen (15 - 24 Monate) auf Grund behördlicher Vorschriften unabhängig von einem Brennelementwechsel Revisionen zur Durchführung von Funktionsprüfungen erforderlich, in vielen Anlagen ist ein Zeitfenster von 18 Monaten die obere Grenze.

Bei sehr kurzen Zykluslängen kommen andere Faktoren zum Tragen: Hier können z.B. die Instandhaltungsarbeiten im Windschatten der (häufigen) Brennelementwechsel abgewickelt werden oder es werden reine Brennelementwechsel ohne Instandhal-

tungsarbeiten eingeschoben. In der Schweiz praktiziert z.B. die Anlage Beznau eine 12-Monats-Strategie mit abwechselnder Durchführung von Revisionen und reinen Brennelementwechseln („Hybridzyklus“) /4/.

Um die Gesamtrevisionskosten im definierten Zeitraum zu ermitteln, wurde in Abhängigkeit von der Zykluslänge die sich aus den Anforderungen des Brennstoffwechsels und der Instandhaltungsmaßnahmen ergebende optimale **Art und Anzahl** von Stillständen (Revisionen mit Instandhaltungstätigkeiten, reine Brennelementwechsel, etc.) identifiziert und in Abhängigkeit von der Art des Stillstandes die Einzelkosten des jeweiligen Stillstandes bestimmt. Die Kosten für Revisionen mit Instandhaltungstätigkeiten wurden dabei anhand der zeitabhängigen Kosten Kr gemäß **Abbildung 4-18** ermittelt. Für reine Brennelementwechsel wurde ein fixer Wert von 1 Mio. € pro BE-Wechsel angesetzt. Dieser Wert basiert auf den realen Kosten der hierzu notwendigen Aktivitäten im GKN II. Im GKN II würden allerdings erst bei Zykluslängen kleiner 6 Monate reine Brennelementwechsel erwogen, ansonsten werden immer Instandhaltungsrevisionen durchgeführt, da dies nach den bisherigen Erfahrungen zu den integral niedrigsten Instandhaltungskosten führt.

Die Kosten der einzelnen Revisionen/Brennelementwechsel in 2 Jahren werden aufsummiert und ergeben die Gesamtrevisionskosten KR in Abhängigkeit von einer gewählten Zykluslänge in 730 Kalendertagen (2 Jahre).

$$KR = \sum_1^n n_i * Kr_i \quad \{GL\ 4.2-2\}$$

Der 2-Jahreszeitraum (730 Kalendertage) wurde gewählt, da sich nach Durchführung erster Analysen ergab, dass mit den derzeit vorstellbaren Rahmenbedingungen das Optimum für Leichtwasserreaktoren im Bereich von 100 bis 730 Tagen zu erwarten ist. Zum einen sind Zykluslängen > 2 Jahre auf Grund genehmigungstechnischer Randbedingungen derzeit nirgends zulässig und die in Kapitel 9 vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass Zykluslängen > 730 Tage in keinem Fall wirtschaftlich sind.

Die Vorgehensweise zur Ermittlung von KR und IRZ ist detailliert in **Anhang 4.2-6** dargestellt.

Im Ergebnis beschreibt Diagramm *REKO* (**Abbildung 4-19**) unter Berücksichtigung einer jeweils an die gewählte Zykluslänge angepassten Instandhaltungsstrategie die Gesamtrevisionskosten (**KR**) in einem Zeitraum von **730 Kalendertagen** (2 Jahre bzw. 24 Monate). Daneben weist das Diagramm *REKO* auch die integrale Revisionsdauer in **730 Kalendertagen** (**IRZ**) aus, die sich aus der Summe der einzelnen Stillstandsdauern ergibt.

$$IRZ = \sum_1^n n_i * RL_i \quad \{GL\ 4.2-3\}$$

Sowohl **KR** als auch **IRZ** werden für die **Zyklusoptimierung** als **Eingangsparameter** benötigt.

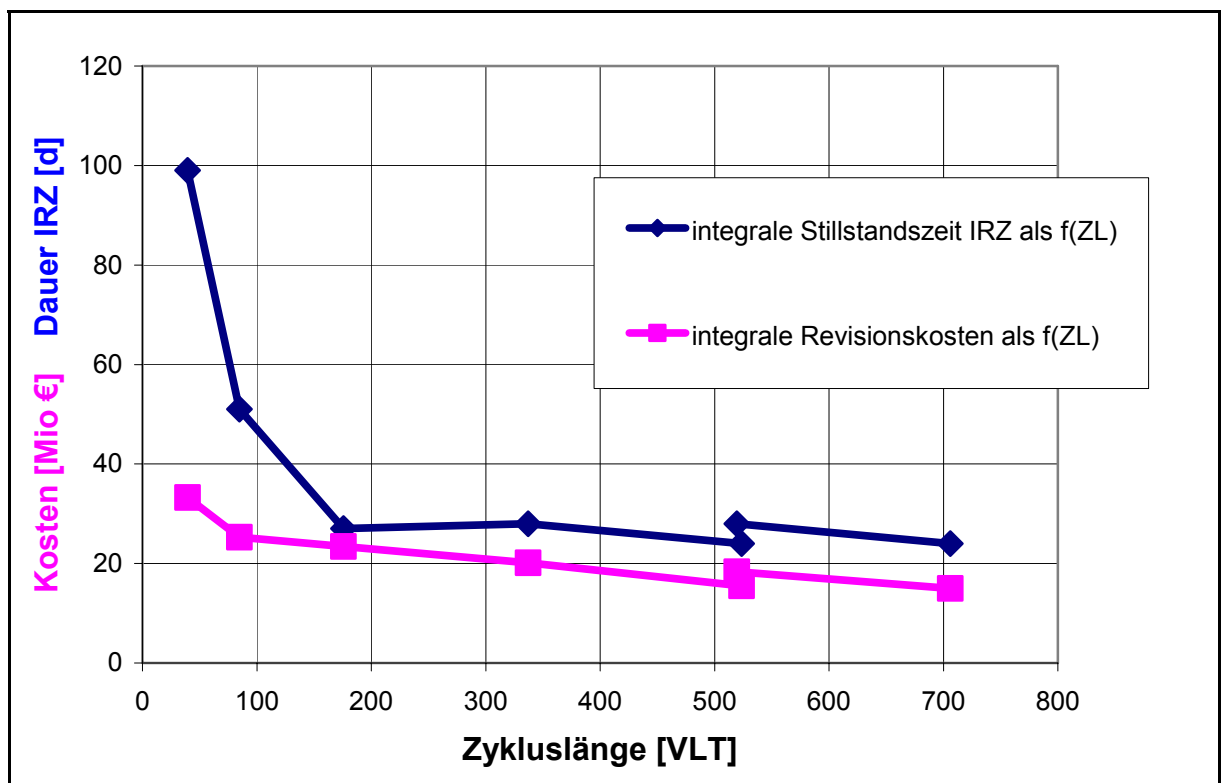


Abbildung 4-19 Integrale Revisionszeiten IRZ und Revisionskosten KR in 730 Kalendertagen als f (ZL) für GKN II (Diagramm *REKO*)

Diagramm *REKO* in **Abbildung 4-19** zeigt, dass bei angepasster Revisionsstrategie die integralen Revisionskosten im GKN II mit zunehmender Zykluslänge über einen

weiten Bereich stetig sinken. Die Unstetigkeit bei 520 Tagen resultiert aus dem Umstand, dass im GKN II für Prüfungen, zu deren Durchführung ein Anlagenstillstand erforderlich ist, ein Prüfintervall von max. 18 Monaten zulässig ist. Damit ist spätestens nach 18 Monaten ein Anlagenstillstand zur Durchführung dieser Wiederkehrenden Prüfungen vorzusehen, der sich hinsichtlich Kosten und Revisionszeit entsprechend auswirkt. Bei sehr kurzen Zykluslängen ist ein deutlicher Anstieg der integralen Revisionskosten einhergehend mit einem überproportionalen Anstieg der integralen Revisionslänge zu verzeichnen. Ursache hierfür ist die Häufigkeit der Brennelementwechsel, die zu einem sehr unausgewogenen Verhältnis zwischen dem Zeitbedarf zum Wechseln des Brennstoffs und dem für die Instandhaltungsmaßnahmen erforderlichen Zeitbedarf führt. Die überproportionale Zunahme der integralen Revisionszeit führt zu entsprechend hohen Ersatzstromkosten (Kap. 4.3). Der überproportionale Anstieg der Stillstandszeiten bei kurzen Zykluslängen ist bereits Hinweis darauf, dass Zykluslängen kleiner 100 Tage in Leichtwasserreaktoren nicht wirtschaftlich sein können.

4.2.6 Performance Indikatoren für Revisionen

Die in der Einleitung beschriebene Tendenz, Revisionszeiten zu verkürzen, hat dazu geführt, dass es eine Vielzahl von Revisionsrankings gibt. Vor allem in den USA hat das Revisionsranking groteske Ausmaße angenommen: es gibt Druckwasser- und Siedewasserrankings, herstellerspezifische Rankings, Designrankings, etc. /1,23,24,25/. Dies zeigt, dass es weltweit keine gemeinsame Basis für einen anlagenneutralen „Revisions-Performance“ Indikator gibt. Auch kann beispielsweise wegen unterschiedlicher Anlagentechnik oder stark differierenden Arbeitsumfängen die Abwicklung einer Revision in 15 oder mehr Tagen eine deutlich bessere Performance darstellen als die 6-tägige Revision in einer anderen Anlage.

Im Zusammenhang mit dieser Arbeit wurde deshalb ein Performance Indikator **OPI** (*Outage Performance Indikator*) entwickelt, der als Basis für ein Typ- und Herstellerunabhängiges Ranking gut geeignet erscheint. Die Entwicklung dieses Indikators basierte auf der Annahme, dass dieser auch eine brauchbare Alternative zur Beschrei-

bung von Revisionskosten in Abhängigkeit von deren Dauer sein könnte. Insoweit ist der **OPI** ein „Abfallprodukt“ der Zyklusoptimierung.

Zur Definition des OPI benötigt man eine weitere Kenngröße, um eine geeignete allgemeingültige „Normierungsbasis“ zu erhalten.

Diese Kenngröße **MOD** (*Minimal Outage Length by Design*) definiert die durch das Anlagendesign vorgegebene minimale Zeit für einen Brennelementwechsel.

4.2.6.1 Der MOD – Indikator

Der Indikator

MOD (Minimal Outage length by Design) [d]

beschreibt die durch die vorhandene Anlagen- und Systemtechnik erforderliche Mindestzeit zur Durchführung eines **Standardbrennelementwechsels**. Bestimmend für diesen Wert sind die vorgeschriebenen Abkühl- und Aufheizraten, der Zeitbedarf zum Reinigen des Primärkühlmittels und für das Öffnen und Schließen des Reaktors, die Leistungsfähigkeit der Einrichtungen zur Überprüfung der Dichtheit von Brennelementen (Sippingeinrichtung) sowie die notwendigen Versuche zur Überprüfung der Sicherheitsfunktionen und der ordnungsgemäßen Kernbeladung etc.

Der Wert MOD charakterisiert somit Reaktordesigns hinsichtlich ihrer Eignung zur Durchführung kurzer Brennelementwechsel. Da die minimale Brennelementwechselzeit u.a. von der Anzahl der auszutauschenden Brennelemente, d.h. auch von der angestrebten Zykluslänge abhängig ist, muss der Begriff „Standardbrennelementwechsel“ präzisiert werden. Vorgeschlagen und dieser Arbeit zugrunde gelegt, wurden folgende Randbedingungen:

- Komplettes Ausladen des Kerns **in das Brennelementlagerbecken**,
- **Einbringen von 25%** neuen Brennelementen
- **Sippen** (Dichtheitsprüfung) der restlichen **75%** zum Wiedereinsatz vorgesehenen Brennelemente. Dabei wird das Vorhandensein **eines BE – Defektes** vorausgesetzt.

Mit dieser Definition werden alle wesentlichen, die Revisionszeit bestimmenden Systeme eines Designs (Nachkühlkette, Reinigungssysteme des Primärkreislaufs, Werkzeugen zum Öffnen und Schließen des Reaktordruckbehälters, Brennelementwechselmaschine und ggf. Transferstation zum Ausschleusen der Brennelemente in ein außenliegendes Lagerbecken, die Sippingeinrichtungen zur Dichtheitsprüfung der Brennelemente, die Qualität der Kerninstrumentierung etc.) erfasst.

In **Anhang 4.2-5** ist der kritische Terminpfad zur Definition des MOD - Wertes der KONVOI - Anlage GKN II Stand Ende 2001 dargestellt. Verschiedene Nachrüstungen haben den MOD - Wert, wie in **Abbildung 4-20** gezeigt, im Laufe der Betriebszeit verbessert. Besonders wirkungsvoll hat sich das 1996 eingeführte schnellere Sippingverfahren (Mastsipping) sowie die Optimierung der Brennelementwechselmaschine in 1998 hinsichtlich Reduzierung des MOD - Wertes gezeigt.

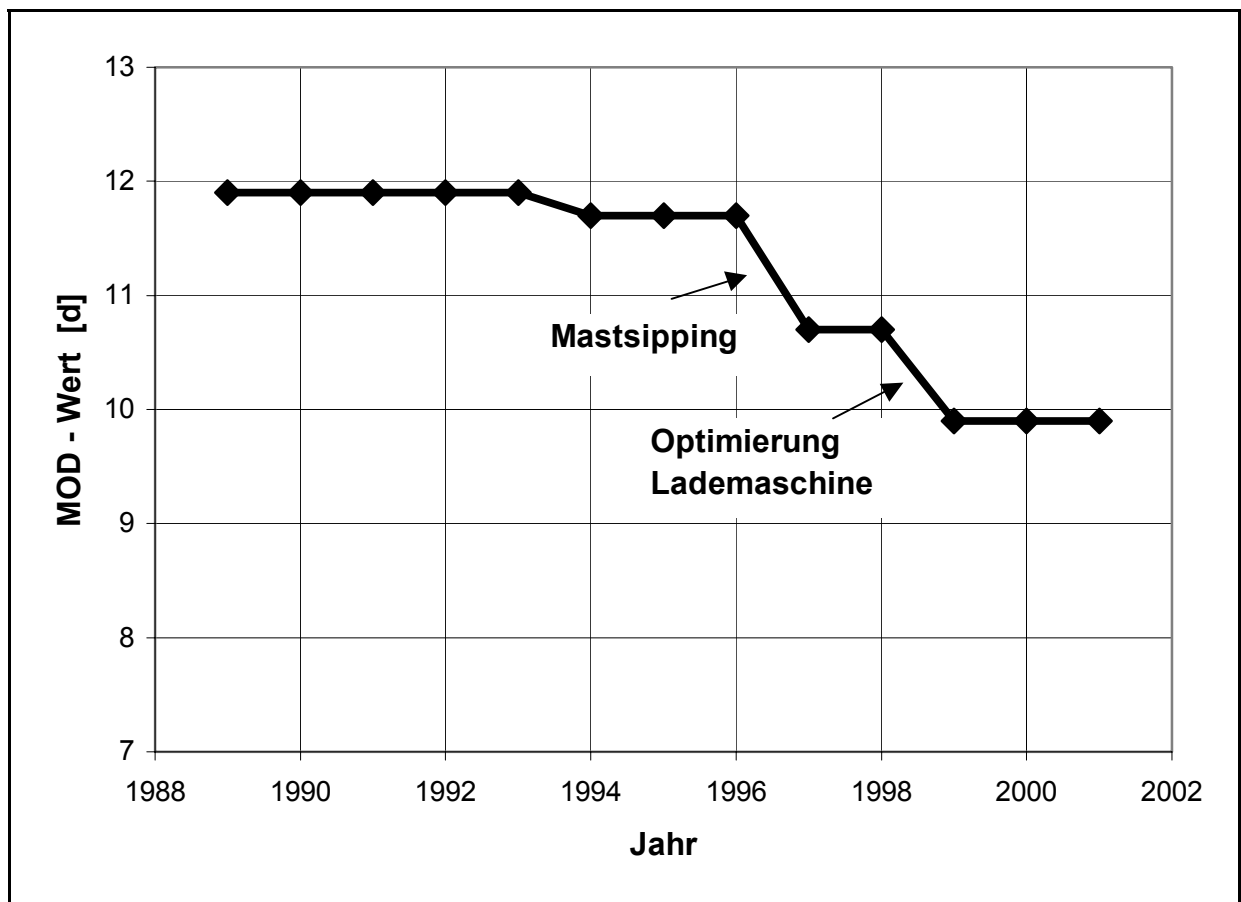


Abbildung 4-20 Entwicklung des MOD - Wertes in GKN II

4.2.6.2 Der OPI – Indikator

Auf Basis des MOD - Wertes ist die Definition eines „designunabhängigen“ Indikators zur Bewertung der Revisionsperformance möglich, indem man die tatsächlich erzielten Revisionslängen am MOD - Wert der jeweiligen Anlage spiegelt. Der

OPI (Outage Performance Indicator)

definiert sich damit zu

$$\text{OPI} = \frac{\text{ROL [d]}}{\text{MOD [d]}} \quad \{GL 4.2-3\}$$

mit

ROL = **R**ealized **O**utage **L**ength (realisierte Revisionsdauer)

MOD = **M**inimal **O**utage length by **D**esign

Er ist dimensionslos und in der Regel > 1. Da es wie zuvor beschrieben, im Vergleich zu „Standardbrennelementwechseln“ aber auch kürzere Brennelementwechsel geben kann, z.B. wenn keine Kernvollaussladung erfolgt und Brennelemente überwiegend im Kern umgesetzt werden („Shufflen“), oder wenn wegen defektfreiem Kern keine Dichtungsprüfung (Sippen) der einzelnen Brennelemente erforderlich ist, sind auch OPI Werte <1 möglich.

Ein einzelner OPI Wert ist zwar ein geeigneter Indikator für die Revisionsperformance einer Anlage, aber schon die Praxis von 18-Monatszyklen zeigt die Erfordernis, OPI Werte auch über einen längeren Zeitraum zu verfolgen (lifetime OPI, 3 year average OPI). Würde z.B. in einem Kalenderjahr keine Revision durchgeführt, wäre der OPI für

dieses Jahr 0. Erst die längerfristige Betrachtungsweise zeigt auch auf, ob die Anlage eine langfristig und nachhaltig angelegte Strategie zur Reduzierung der Stillstandszeiten entwickelt hat.

In **Abbildung 4-21** ist die Entwicklung des OPI - Faktors des GKN II dargestellt, der „life time“ OPI beträgt Ende 2001 1,8 und der Mittelwert der letzten 3 Betriebsjahre 1,48.

Wie zuvor erwähnt, hängt die mit dem OPI - Faktor bewertete „Revisionsperformance“ von vielerlei Faktoren ab. Zum einen spiegelt sie die Fähigkeit einer Betriebsorganisation wieder Revisionsabläufe effizient zu planen und auszuführen. Andere wesentliche Einflussfaktoren sind beispielsweise die Qualität der technischen Einrichtungen einer Reaktoranlage, d.h. die Basisqualität von Komponenten und Einrichtungen und/oder das Alterungsmanagement des Betreibers. Werden z.B. wegen ungeeigneter Werkstoffwahl des Herstellers bei der Errichtung (z.B. Dampferzeugerheizrohre) regelmäßig in jeder Revision umfangreiche Prüfungen erforderlich, führt dies zu Revisionsverlängerungen, die sich in einer schlechteren Revisionsperformance niederschlagen. Der Betreiber kann dieses Manko letztlich nur durch Reparatur und Austausch der Komponente ausgleichen, ein Vorgang der dann, allerdings nur einmalig, zu Revisionsverlängerung und damit zeitweise schlechterer Revisionsperformance führt.

Noch eine wichtige Bemerkung an dieser Stelle: Der OPI ist für sich alleine kein ausreichender Indikator zur Beschreibung der Revisions**qualität**, er beschreibt z.B. nur eingeschränkt die Qualität der Instandhaltungsdurchführung. Da eine verantwortliche Betriebsführung nicht darauf abzielen darf, gute OPI Resultate durch mangelhafte Arbeitsqualität und/oder Vernachlässigung von Sicherheitsaspekten zu erreichen, müssen zur **Gesamtbewertung** des Revisionsgeschehens bereits etablierte Indikatoren wie die Unverfügbarkeitswerte im Leistungsbetrieb, die Zahl der Vorkommnisse die direkt oder indirekt mit dem Revisionsgeschehen und den ausgeführten Tätigkeiten zusammenhängen, immer im Zusammenhang mit dem OPI betrachtet und ausgewertet werden.

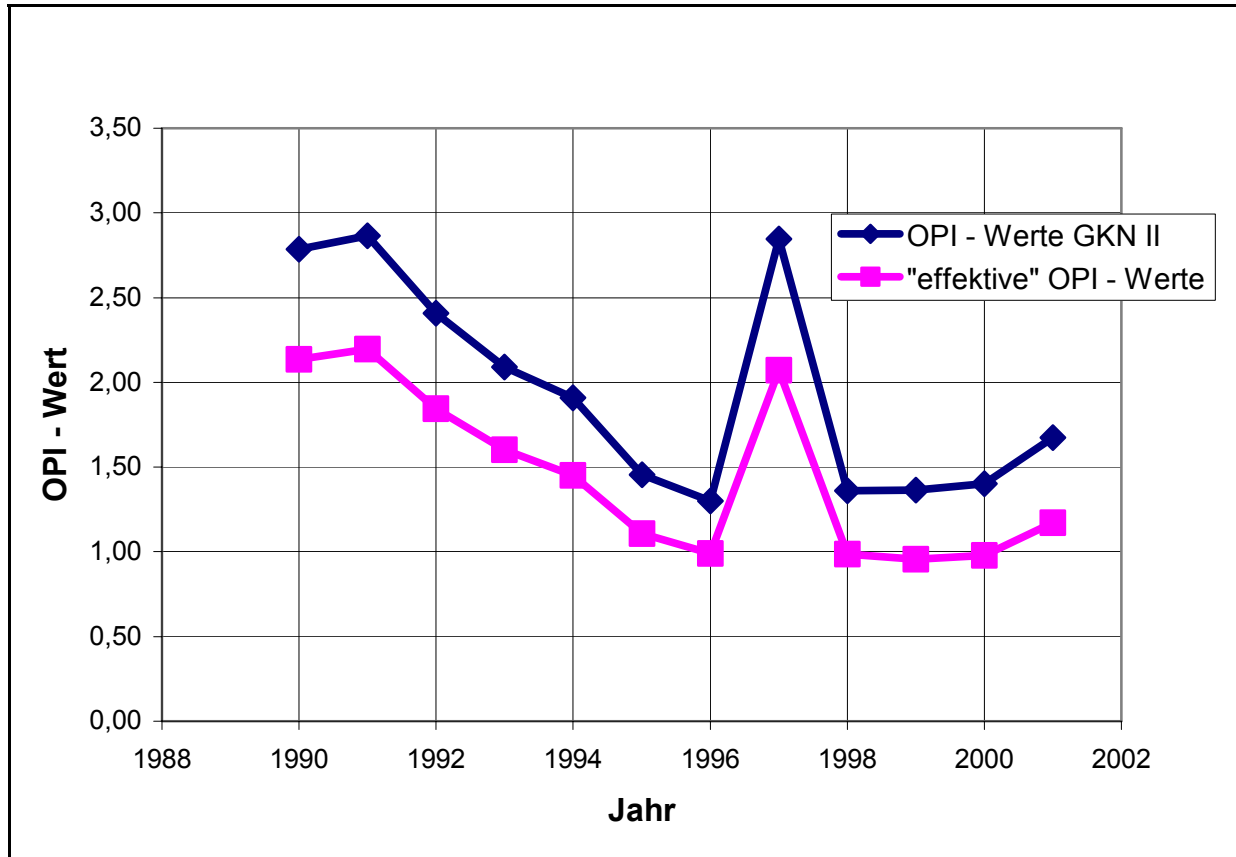


Abbildung 4-21 Entwicklung der OPI – Werte im GKN II

4.2.6.3 Der „effektive“ OPI - Indikator

Bei der Definition eines OPI - Indikators bedarf es noch der Berücksichtigung eines weiteren Umstandes, nämlich der Abhängigkeit des OPI - Indikators vom MOD - Wert.

Anschaulich lässt sich dies an einem Beispiel erläutern:

Benötigt man für die Durchführung von notwendigen Instandsetzungsmaßnahmen selbst bei optimaler Planung und Arbeitsdurchführung beispielsweise 15 Arbeitstage, führt dies in einer Anlage mit einem MOD - Wert von 10 [d] zu einem OPI – Ergebnis von 1,5, in einer anderen Anlage, die einen MOD - Wert von 20 Tagen aufweist, unter den gleichen Randbedingungen zu einem OPI - Wert von 0,75.

Dies beschreibt den Umstand, dass es in Anlagen mit hohen MOD - Werten verständlicherweise leichter ist Instandhaltungsarbeiten im „Windschatten“ des Brennelementwechsels abzuwickeln. Zur Objektivierung des OPI - Indikators bedarf es deshalb eines Korrekturfaktors, der den Einfluss des MOD - Wertes berücksichtigt. Zwar bedürfte es noch einiger Analysen, um einen derartigen Korrekturfaktor im Detail zu quantifizieren, trotzdem soll im Folgenden ein erster Ansatz unternommen werden, einen solchen Korrekturfaktor abzuleiten.

Üblicherweise ist (unter deutschen Verhältnissen) davon auszugehen, dass die im Stillstand erforderlichen Instandhaltungsmaßnahmen in rund 17 Arbeitstagen pro Jahr und Anlage abzuwickeln sind. Berücksichtigt man die teilweise nicht zu Instandhaltungszwecken nutzbaren Zeiten für das An- und Abfahren der Anlage, so dürfte bei einem MOD von 20 Tagen und größer keine, bei einer Anlage mit einem MOD von 10 Tagen eine Korrektur des OPI – Wertes um ca. 50% (Bonus) den realen Bedingungen gerecht werden. Ein so korrigierter „effektiver OPI“ würde sich damit errechnen zu

$$\text{OPI}_{\text{eff}} = \frac{\text{ROL}}{\text{MOD}} * \frac{1}{f} \quad \{GL\ 4.2-4\}$$

mit

$$f = 4,5 * \text{MOD}^{-0,5}$$

In **Abbildung 4-22** ist der so abgeleitete Korrekturfaktor f als Funktion des MOD dargestellt, in **Abbildung 4-21** neben dem unkorrigierten OPI auch der sich aus einer derartigen Korrektur für die Anlage GKN II ergebende OPI_{eff} .

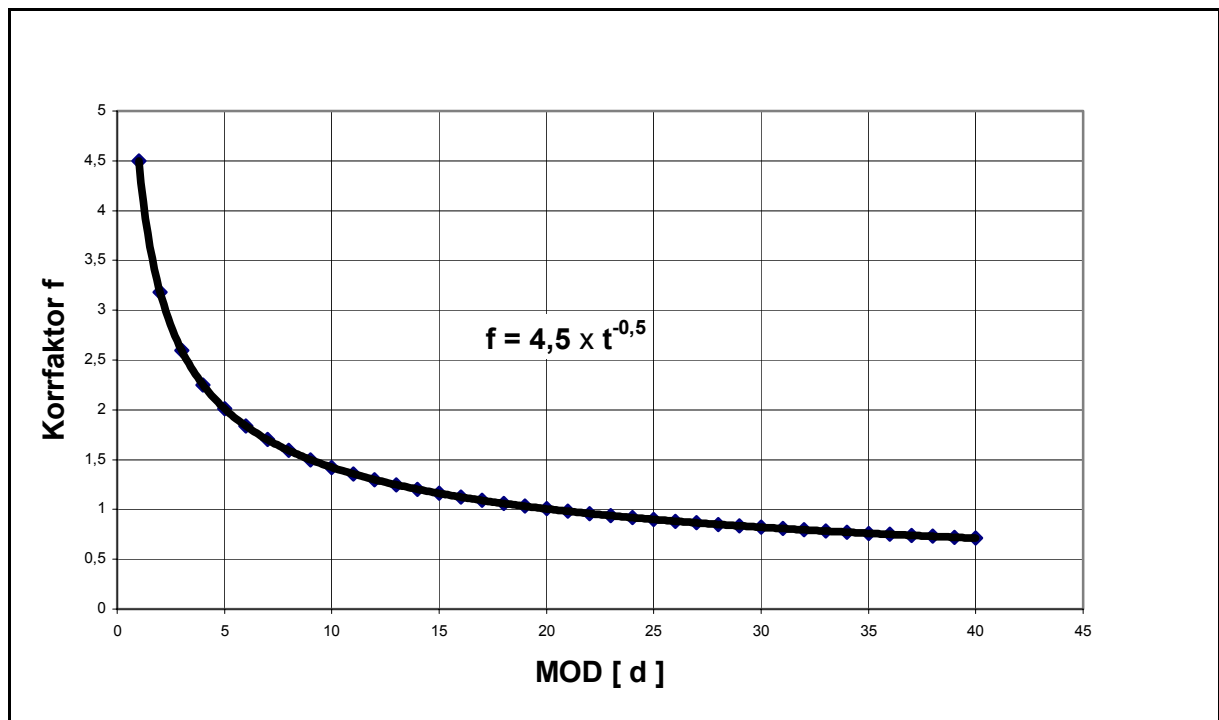


Abbildung 4-22 OPI Korrekturfaktor f als f (MOD)

Im Rahmen dieser Arbeit wurden keine vertiefenden Analysen zur Absicherung des Korrekturfaktors f durchgeführt und auf die Verwendung eines OPI_{eff} verzichtet, da die Definition eines OPI wie erwähnt lediglich ein Nebenprodukt der Zyklusoptimierung war. Sollte die Einführung eines OPI - Indikators z.B. im Rahmen der WANO Performance Indikatoren erwogen werden, müsste man die Definition des Korrekturfaktors f detaillierter recherchieren und ggf. anpassen.

4.2.6.4 Revisionskosten in Relation zum Outage - Performance Indikator

Nachdem in Kapitel 4.2.6 der OPI als Indikator für Revisionsperformance entwickelt wurde, war es von Interesse, ob sich mit den Werten der erweiterten Revisionskostenanalyse Zusammenhänge zwischen Revisionskosten und den OPI - Werten finden lassen.

Hierzu wurden in **Abbildung 4-23** die OPI - Werte des GKN II in Relation zu den ermittelten Revisionskosten gesetzt. Vernachlässigt man den Sonderfall „1998“ (rote

Raute) ist zu erkennen, dass der OPI - Wert auch ein gutes Abbild der „Kosten“ ist und damit auch als Basis zur Ableitung von Revisionskosten dienen könnte. Selbst die „8-Jahresrevision“ von 1997 (grüne Raute) passt gut in den Gesamttrend. Die Gründe für den „Ausreißer“ 1998 wurden bereits in Kap.4.2.4 erläutert.

Es lässt sich konstatieren, dass der OPI prinzipiell auch zur Beschreibung der Abhängigkeit zwischen Revisionskosten und Revisionslänge geeignet ist. In Kapitel 9 wird davon Kredit genommen.

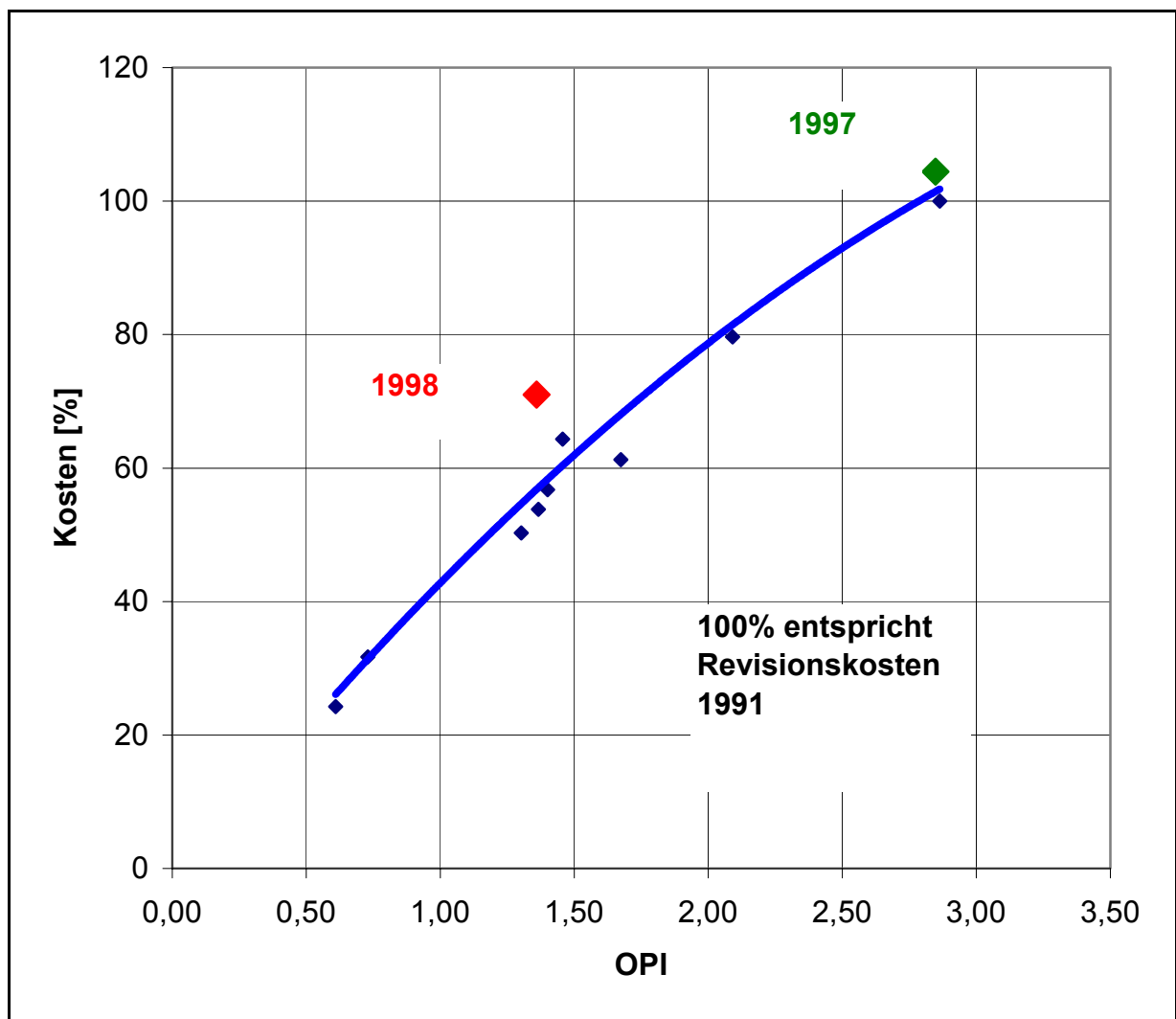


Abbildung 4-23 Zusammenhang zwischen OPI und Revisionskosten im GKN II

4.3 Ersatzstromkosten

Wird ein Kernkraftwerk für Instandhaltungsmaßnahmen oder einen Brennelementwechsel vom Netz genommen, so muss der Erzeugungsausfall durch andere Anlagen kompensiert werden. Ein Energieversorgungsunternehmen kann dies durch Inbetriebnahme seiner eigenen Erzeugungsreserven, z.B. Inbetriebnahme oder Leistungserhöhung in eigenen Reserveanlagen oder Zukauf von Energie bei anderen Erzeugern bewerkstelligen. Hierfür steht in Kontinentaleuropa ein leistungsfähiges Verbundsystem zur Verfügung. Dieses Verbundsystem ist technische Voraussetzung dafür, dass im Zuge der Liberalisierungsbestrebungen Stromnetze nun grundsätzlich allen Marktteilnehmern für den Transport elektrischer Energie - natürlich gegen Nutzungsentgelte - zur Verfügung stehen.

Jeder Stromabnehmer kann theoretisch vom Stromlieferanten seiner Wahl versorgt werden. Im Privatkundensektor wurde diese Option aus verschiedensten Gründen nur in geringem Maße wahrgenommen. Großkunden und hierzu gehört auch ein EVU, das Ersatzstrom für sein in Revision befindliches Kernkraftwerk benötigt, nutzen diese Marktbedingungen in vollem Umfang.

Die für Ersatzstrom aufzubringenden Kosten unterliegen heute mehr als in der Vergangenheit - hier wurden in hohem Maße eigene Reserveanlagen zur Kompensation eingesetzt - den Gesetzen eines Handelsmarktes. Hinzu kommt, dass viele Energieerzeugungsunternehmen ihre eigene Reservehaltung reduziert haben und ihren Bedarf mehr als in der Vergangenheit durch Zukäufe im Strommarkt decken.

Unter diesen Verhältnissen ist eine zuverlässige Prognose, welche Kosten für den Ersatzstrom in Ansatz zu bringen sind, komplexer geworden. Waren früher die Ersatzstromkosten wegen der Eigenerzeugung für einen Betreiber gut kalkulierbar, da er seine eigenen Kosten kannte, werden die Kosten heute durch den Markt mit vielfältigen Einflussgrößen bestimmt.

Der Vorteil der neuen Situation liegt andererseits darin, dass im Gegensatz zur Vergangenheit auch für Außenstehende die Einkaufspreise für Ersatzstrom transparenter

werden, während in der Vergangenheit nur die Strombeschaffungs- und Stromhandelsabteilungen über das notwendige (Insider-) Wissen zur Quantifizierung dieses Faktors verfügten. Die Marktpreise sind heute über die Publikationen der Strombörsen im Internet für jedermann zugänglich.

Die in **Abbildung 4-24** dargestellten Werte für Strombezugskosten beruhen auf Veröffentlichungen der Stromhandelsbörse Leipzig („Leipzig Power Exchange“; www.lpx.de) für die Jahre 2000/2001. Sie beziehen sich auf die Nettoleistung des GKN II von 1260 MW.

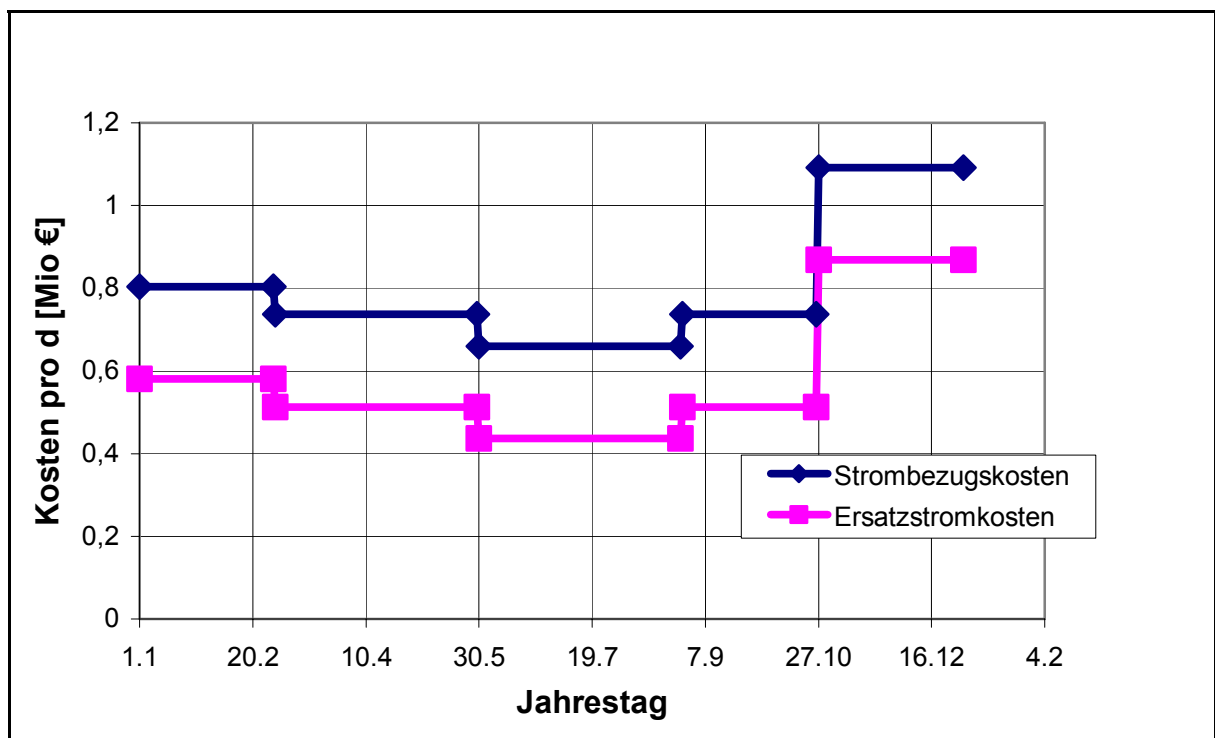


Abbildung 4-24 Strombezugs- und Ersatzstromkosten pro Tag für 1260 MWel zu verschiedenen Jahreszeiten (Kea) (prognostizierte Werte auf Basis 2000/2001 Strombörse Leipzig)

Aus **Abbildung 4-24** ist ersichtlich, dass es in 2000/2001 keine sehr ausgeprägte Sommer-Winter - Preisdifferenz gegeben hat. Die im November/Dezember 2001 um ca. 50% höheren Werte beinhalten einen außergewöhnlichen Einzeleffekt im Dezember 2001.

Mitte Dezember 2001 war ein sehr markanter Preissprung zu verzeichnen, der auf besondere Umstände im europäischen Verbundnetz zurückzuführen war. Der Spitzenpreis stieg über einen Zeitraum von 2-3 Tagen bis auf das zehnfache des normalen Niveaus. Starker Kälteeinbruch in Südeuropa verbunden mit knappen Erzeugungsreserven führte kurzzeitig zu diesen deutlich überhöhten Marktpreisen. Dies zeigt wie sensibel der Markt bei niedriger Erzeugungsreserve reagieren kann. Eine noch dramatischere Situation war 2000/2001 in Kalifornien entstanden, wo es wegen Erzeugungsknappheit neben drastischen Preiserhöhungen auch Stromrationierungen gab.

Will man solche Markteinflüsse in einer Zyklusoptimierung berücksichtigen, kann dies durch Korrektur der Strombezugskosten mit einem Korrekturfaktor „Marktentwicklung“ geschehen. Angesichts eines derzeit erkennbaren Trends zu höheren Strompreisen, wurde den auf Basis der Leipziger Strombörse entwickelten Strombezugskosten für die Zyklusoptimierung ein allgemeiner Korrekturfaktor von +10% und für die Wintermonate angesichts rückläufiger Ersatzreserven eine weitere Korrektur von +10% hinzugeschlagen. Daraus ergeben sich die in **Abbildung 4-24** dargestellten Strombezugskosten.

Die Ersatzstromkosten ergeben sich aus der Differenz von „prognostizierten“ Strombezugskosten und den eingesparten Kosten bei eigener Erzeugung (variable Kosten). Die variablen Kosten einer Eigenerzeugung bestehen bei Kernkraftwerken praktisch nur aus den Brennstoffkosten. Im Ergebnis erhält man einen jahreszeitabhängigen Ansatz für die in einer Zyklusoptimierung anzusetzenden Ersatzstromkosten (**Abbildung 4-24**).

Die so ermittelten Ersatzstromkosten lassen sich jedoch wiederum nicht direkt für eine Zyklusoptimierung verwenden, da ihnen der Bezug zu variablen Zykluslängen fehlt. Um diesen Bezug herzustellen, wurde das Diagramm *ESKO*, dargestellt in **Abbildung 4-25**, entwickelt.

Um, wie in Diagramm *ESKO* geschehen, einen Bezug zwischen jahreszeitabhängigen Ersatzstromkosten und zykluslängenabhängigen Ersatzstromkosten herzustellen, bedarf es folgender Ansätze:

Aus einer gewählten Zykluslänge ergibt sich in 730 Kalendertagen eine bestimmte Anzahl von Revisionen bzw. Brennelementwechsel.

$$N_{\text{Rev}} = \frac{730 - \text{IRZ} [\text{d}]}{\text{ZL} [\text{VLT}]} \quad \{\text{GL 4.3-1}\}$$

mit

N_{Rev} = Anzahl der Revisionen

IRZ = Integrale Revisionszeit als $f(\text{VLT})$ aus Diagramm *REKO*

ZL = Zykluslänge in [VLT]

Für jeden dieser Stillstände sind die Ersatzstromkosten in Abhängigkeit von Revisionsdauer und der jahreszeitlichen Lage zu bestimmen. Die Summe der so ermittelten Einzelkosten ergibt die integralen Ersatzstromkosten in 730 Tagen bei der gewählten Zykluslänge

$$\text{KE} = \sum_1^n n_i * \text{Kea}_i \quad \{\text{GL. 4.3-2}\}$$

mit

KE = Ersatzstromkosten in 730 Tagen als $f(\text{VLT})$

Kea = Ersatzstromkosten pro VLT entsprechend dessen jahreszeitlicher Lage

n = Anzahl der Revisionstage pro Stillstand

Dieses Vorgehen ist, da sich die jahreszeitliche Verteilung der Stillstände für die Höhe der Ersatzstromkosten kostenmäßig auswirkt, insbesondere dann erforderlich, wenn die Kostenspanne zwischen Hochtarif- und Niedrigtarifzeiten deutlich ausgeprägt ist.

Legt man beispielsweise bei einem Jahreszyklus (337 VLT) den Stillstand in den Zeitbereich niedriger Ersatzstromkosten (Sommermonate), so fällt auch der zweite Stillstand in einen derartigen Bereich. Bei Verschiebung in die Wintermonate stellen sich die Ersatzstromkosten natürlich anders dar als bei der „Sommervariante“.

Das Diagramm *ESKO* in **Abbildung 4-25** wurde, da die Unterschiede zwischen Hoch- und Niedertarifzeiten zur Zeit (Ausnahmen November/Dezember) relativ gering sind, mit einem einfacheren Ansatz generiert. Da sich die Energieversorgungsunternehmen bemühen, die Stillstandszeiten ihrer Grundlastblöcke bevorzugt in die Schwachlastzeiten - in Europa sind dies vor allem die Ferienperioden im Sommer - zu legen und die Wintermonate für Revisionstätigkeiten auszusparen, wurde zuerst ein über das Jahr gemittelter einheitlicher Durchschnittswert ohne Berücksichtigung der extremen Hochtarifzeiten gebildet. Bei Zykluslängen <180 Tagen lässt es sich nicht vermeiden, dass Stillstände in einen Hochtarifzeitraum fallen. Dementsprechend wurden für das Diagramm *ESKO* die Durchschnittswerte der Ersatzstromkosten bei kurzen Zykluslängen unter Berücksichtigung des Anteils der in die Hochtarifzeiten fallenden Stillstände durch einen Korrekturfaktor erhöht.

Da die Ersatzstromkosten insgesamt einige Unwägbarkeiten beinhalten und, wie in Kapitel 9 gezeigt, unter den derzeitigen Bedingungen einen eher geringen Einfluss auf die Optimierung von Zykluslängen haben, sind derartige vereinfachende Ansätze für eine strategische Zyklusoptimierung meist völlig ausreichend.

Mit Diagramm *ESKO* erhält man wiederum **Ersatzstromkosten pro Tag**, diesmal allerdings in Abhängigkeit von der Zykluslänge (K_e). Zur Ermittlung der Gesamtersatzstromkosten in 730 Tagen (KE) werden diese dann im Rahmen der Optimierungsrechnung (Kap. 5) weiterverarbeitet. KE ergibt sich dann zu

$$KE = IRZ * K_e f(VLT) \qquad \{GL\ 4.3-3\}$$

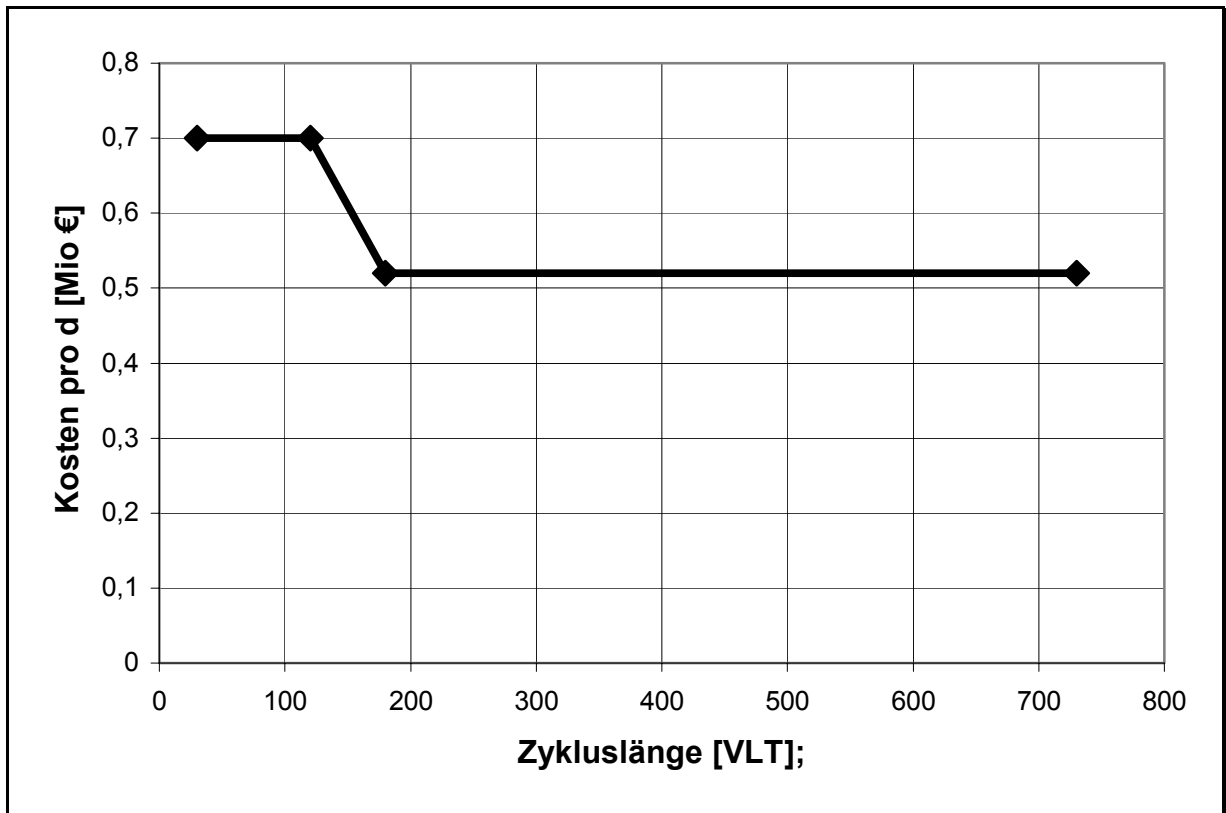


Abbildung 4-25 Ersatzstromkosten K_e als $f(VLT)$ für GKN II (1270 MWnet) (Diagramm *ESKO*)

5 Optimierung von Zykluslängen unter Kostenaspekten

Wie in Kapitel 4 erläutert sind 3 Kostenfaktoren für eine Zykluslängenoptimierung relevant:

- Brennstoffkosten
- Revisions- bzw. Brennelementwechselkosten
- Ersatzstromkosten

Die Variation der Zykluslänge beeinflusst diese Kostenfaktoren tendenziell wie folgt:

- **Zyklusverkürzung verringert die Brennstoffkosten**
- **Zyklusverkürzung erhöht die Instandhaltungs-/ Revisionskosten**
- **Zyklusverkürzung verringert die Anlagenverfügbarkeit und erhöht damit die Erzeugungskosten.**

Für Zyklusverlängerungen gilt naturgemäß das Umgekehrte.

5.1 Optimierungsrechnung

Für die wirtschaftliche Optimierung der Zykluslängen eines Leichtwasserreaktors ist eine Optimierungsberechnung durchzuführen, bei der diejenige Zykluslänge ermittelt wird, die in einem Betrachtungszeitraum zu den geringsten Gesamtkosten führt. Als Betrachtungszeitraum wurde ein Zeitraum von 2 Jahren (730 Kalendertage) gewählt, da die Analysen zeigten, dass für Leichtwasserreaktoren das Optimum im Bereich zwischen 100 und 730 Tagen liegt.

Die Optimierungsbedingung lautet:

$$GK = KB + KR + KE \rightarrow \min \quad \{GL. 5.1\}$$

mit

GK = Zykluslängenabhängige Gesamtkosten in 730 Tagen

KB = Summe der Brennstoffkosten in 730 Tagen als $f(ZL)$

KR = Summe der Revisionskosten in 730 Tagen als $f(ZL)$

KE = Summe der Ersatzstromkosten in 730 Tagen als $f(ZL)$

jeweils in [Mio. €]

Die Gesamtbrennstoffkosten KB im Betrachtungszeitraum von 2 Jahren müssen mit den gemäß Kap. 4 ermittelten Abhängigkeiten und Kosten gebildet werden.

$$KB = \frac{730 - IRZ}{ZL} * Kb \quad \{GL. 5.2\}$$

mit

IRZ = Integrale Revisionszeit in 730 Kalendertagen als $f(VLT)$

Kb = Brennstoffkosten pro Zyklus als $f(VLT)$

ZL = Zykluslänge

Der Term $(730-IRZ/ZL)$ definiert die Zyklenzahl, die bei einer gewählten Zykluslänge in 730 Kalendertagen anfällt; mit Kb sind die zugehörigen Brennstoffkosten pro Zyklus

definiert. Der Wert K_b wird gemäß Kap. 4.1 (**Abbildung 4-13**) bestimmt. Die aus einer gewählten Zykluslänge resultierende Gesamtstillstandszeit IRZ in 2 Jahren wird gemäß Kap. 4.2 (**Abbildung 4-19**) ermittelt.

Die Gesamtrevisionskosten in 2 Jahren KR werden ebenfalls gemäß Kap. 4.2 (**Abbildung 4-19**) bestimmt.

Die Ersatzstromkosten KE errechnen sich auf Basis der gemäß 4.3 definierten Ersatzstromkosten pro Tag (K_e) zu

$$KE = IRZ * K_e \quad \{GL. 5.3\}$$

mit

IRZ = Integrale Revisionszeit als f(VLT) aus Diagramm *REKO*

K_e = Ersatzstromkosten pro Tag als f(VLT)

Die bei einer definierten Zykluslänge entstehenden Gesamtkosten in 2 Jahren errechnen sich mit Gleichungen {5.1-5.3} zu

$$GK = \left(\frac{730 - IRZ}{ZL} * K_b \right) + KR + (K_e * IRZ) \quad \{GL. 5.5\}$$

Um das Optimum zu ermitteln, müssen nach o.g. Gleichung für jede Zykluslänge die Gesamtkosten errechnet werden. Trägt man die jeweiligen GK über der Zykluslänge auf, erhält man eine Kurve bzw. Werte anhand derer die, hinsichtlich Kosten, optimale Zykluslänge ermittelt werden kann.

5.2 Programm zur Optimierung von Zykluslängen

Basierend auf den zuvor erläuterten Zusammenhängen wurde ein Excel-Programm zur einfachen Durchführung von Zyklusoptimierungen entwickelt. Das Programm setzt die zuvor beschriebene Optimierungsgleichung um.

In einer Eingangsmaske werden über 3 Datentabellen (K1, K2, K3) für jede der 3 Hauptfaktoren (Brennstoffkosten, Ersatzstromkosten und Revisionskosten) die Abhängigkeiten des jeweiligen Einflussfaktors von der Zykluslänge definiert (**Abbildung 5-1**). Dabei wurde bewusst darauf verzichtet die Abhängigkeiten in mathematischer Form einzugeben, um auch Kostenabhängigkeiten die auf Basis rein empirischer Erhebungen oder eines engineering judgement ermittelt wurden, verarbeiten zu können. Die Eingabe erfolgt über Wertepaare.

Aus den Wertepaaren der Tabellen K1 bis K3 generiert das Programm die Diagramme *BEKO*, *REKO* und *ESKO*. Diese können bei Bedarf einzeln betrachtet werden (Diagramme „Rev.kosten und IRZ“, „Ersatzstrom“, „Brennstoff“), z.B. zur Verifizierung, ob die Kurven den Eingabewerten entsprechen.

Durch Anklicken des Feldes „Optimum finden“ wird die Optimierungsberechnung angestoßen. Das Ergebnis wird in Diagrammform („Optimierung“) und in Wertetabellen („Werte“) ausgewiesen. Dabei ermittelt das Programm die minimalen Gesamtkosten innerhalb eines Gesamtbetrachtungszeitraums von 2 Jahren (730 Tagen).

Das Optimum (Minimum der Gesamtkosten) kann dem „Optimierungsdiagramm“, das graphisch dargestellt wird, entnommen werden. Neben der graphischen Ergebnisdarstellung wird das Minimum zusätzlich numerisch mit den Wertepaaren „optimale Zykluslänge“ und zugehörige „Gesamtkosten in 730 Tagen“ in einem Fenster angezeigt (**Abbildung 5-2**).

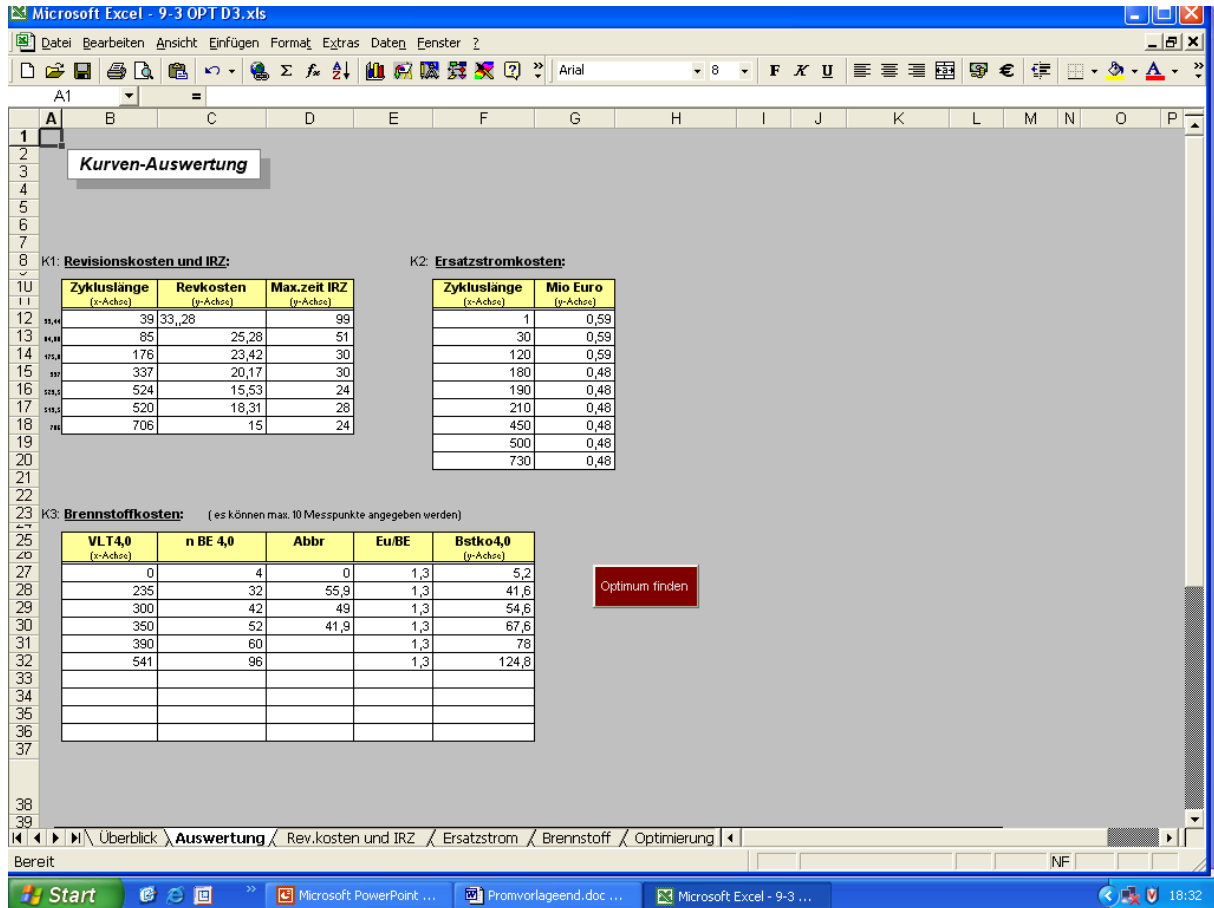


Abbildung 5-1 Eingabemaske für Optimierungsprogramm zur Berechnung der optimalen Zykluslänge

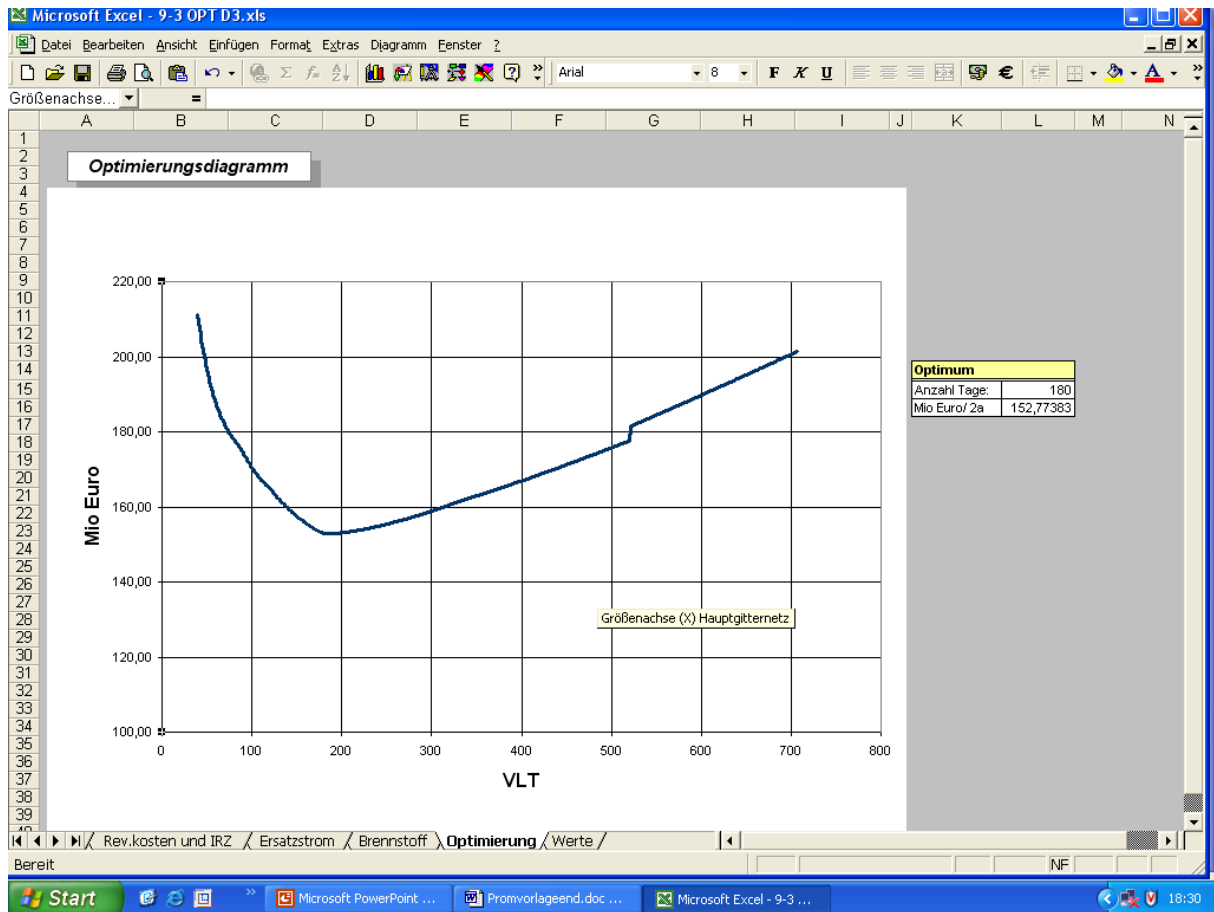


Abbildung 5-2 Darstellung der Optimierungsergebnisse

Weitere Informationen zum Programm sind im **Anhang 5-1** zu finden.

6 Sicherheitsaspekte bei der Optimierung von Zykluslängen

Veränderungen an Anlagen oder deren Betriebsweise müssen in der Kerntechnik immer hinsichtlich ihrer Rückwirkungen auf das Sicherheitsniveau bewertet werden. Dies gilt auch für die Variation von Zykluslängen. Sicherheitstechnisch von Relevanz sind hierbei vor allem die Auswirkungen auf Art und Häufigkeit von Brennelementwechseln und auf die Abbrände.

6.1 Untersuchungen zum Risiko des Nichtleistungsbetriebs von Leichtwasserreaktoren

In den letzten Jahren hat man in vielen Ländern probabilistische Sicherheitsanalysen (PSA) für den Anlagenstillstand („Nichtleistungsbetrieb“) durchgeführt und erkannt, dass der Stillstand eines Reaktors nicht per se das Risiko eines Kernkraftwerks vermindert, sondern Stillstände durchaus erhebliche Beiträge zum Kernschadensrisiko liefern können.

Die ersten Untersuchungen zum Nichtleistungsbetrieb gehen zurück bis in die 80er Jahre, wo in USA punktuell Zustände des Nichtleistungsbetriebs analysiert wurden. Bis dahin herrschte überwiegend die Meinung vor, dass Störfälle im Nichtleistungsbetrieb langsam verlaufen, einfach zu handhaben und daher wenig risikoträchtig sind.

Die Ergebnisse der französischen Studien (EPS 900, EPS 1300) zeigten jedoch bereits Anfang der 90er Jahre, dass der Nichtleistungsbetrieb entgegen diesen Erwartungen mit einem Anteil von ca. 70% am Gesamtrisiko einen dominierenden Risikofaktor für Kernschäden darstellte.

Diese Ergebnisse führten in Frankreich zu einer Reihe von technischen und administrativen Verbesserungen, um den Beitrag des Nichtleistungsbetriebs an der Kernschadenshäufigkeit zu reduzieren – er liegt heute deutlich niedriger bei etwa 20%. In anderen Ländern wurde auf Grund dieser Erkenntnisse eine Vielzahl von Analysen zur Un-

tersuchung der aus dem Nichtleistungsbetrieb hervorgehenden Risikobeiträge initiiert. Alle Untersuchungen bestätigten tendenziell die Ergebnisse der französischen Untersuchungen: Die Beiträge des Nichtleistungsbetriebs zum Kernschadensrisiko sind nicht vernachlässigbar, sie liegen meist in der gleichen Größenordnung wie der Leistungsbetrieb.

Es gibt zwischenzeitlich verschiedenste internationale Programme zur Untersuchung der Nichtleistungszustände, so z.B. innerhalb der Nuclear Energy Agency der OECD (NEA), eine von der USNRC initiierte Zusammenarbeit (low power shut down working group COOPRA-LPSD) sowie diverse Programme der IAEA, die zu diesem Thema im März 2000 auch ein Technisches Dokument (IAEA-TECDOC 1144) /12/ präsentierte.

In Deutschland wurden erste Untersuchungen zum Nichtleistungsbetrieb in den 90er Jahren für Druckwassereaktoren (Referenz Biblis B) und für Siedewasseranlagen (Referenz Gundremmingen B/C) durchgeführt. Eine vertiefende Studie für fortschrittlichere Druckwasserreaktoren wurde ab 1997 durch die GRS auf Veranlassung des Bundesumweltministeriums BMU durchgeführt, Referenzanlage hierfür war die Anlage GKN II (GRS Vorhaben SR 2274).

Erste Ergebnisse der PSA-Studien zum Nichtleistungsbetrieb sind im GRS - Bericht 175 dokumentiert /10/. Das Programm zur Untersuchung der Risiken, resultierend aus Nichtleistungsbetriebszuständen, wurde mit dem Nachfolgeprojekt SR 2383 „Sicherheitstechnische Bedeutung von Zuständen bei Nichtleistungsbetrieb eines DWR“ fortgeführt.

Ein Abschlussbericht hierzu wurde noch nicht veröffentlicht. Auf eine umfangreiche Wiedergabe der Untersuchungsergebnisse wird hier verzichtet, es werden aber diejenigen Erkenntnisse herausgearbeitet, die hinsichtlich Zyklusoptimierung von Relevanz sind.

6.2 Für Zyklusoptimierungen relevante PSA-Ergebnisse

6.2.1 Der „Mitte Loop“ Betrieb in Druckwasserreaktoren

In Kapitel 4.2.3 wurde anlässlich der Darstellung von Revisionsabläufen auf die Besonderheiten der „Mitte Loop Phase“ bereits hingewiesen. Die unter Sicherheitsgesichtspunkten besonders relevanten Aspekte dieses Zustandes sind:

- Das in der „Mitte Loop Phase“ stark reduzierte Kühlmittelinventar im Primärkreislauf führt bei Kühlungsausfall zu einer raschen Erwärmung des Kühlmittels. Die für Gegenmaßnahmen verfügbaren Karenzzeiten sind vor allem bei geöffnetem Reaktorkühlkreislauf relativ gering (ca. 15 - 20 min bis zum Eintritt der Kühlmittelverdampfung).
- Das Risiko für Kühlungsausfall ist wegen des geringen Kühlmittelinventars vergleichsweise hoch, da es bereits bei geringem Niveauabfall zum Ausfall der Nachkühlpumpen infolge Kavitation und/oder Lufteintrag in die Ansaugleitungen der Nachkühlpumpen kommt.
- Fehlanregungen des Reaktorschutzes haben in einigen Phasen des Anlagenstillstands nicht sicherheitsgerichtete Auswirkungen, ferner ist der Reaktorschutz über weite Phasen des Stillstands unscharf geschaltet, d.h. nicht aktiv, da er für Stillstandsstörfälle nicht konzipiert wurde. Damit erfolgen in solchen Phasen keine automatischen, sondern lediglich manuelle Ansteuerungen der Sicherheitseinrichtungen, z.B. bei Kühlmittelverlust oder Kühlungsausfall.
- Fällt die Kernkühlung in der „Mitte Loop Phase“ bei geschlossenem Primärkreislauf aus, kann die Nachwärmeabfuhr, nachdem sich das Kühlmittel wieder aufgeheizt hat, durch die Sekundärseite übernommen werden. Der sich dabei einstellende „reflux condenser“ Kühlmodus führt zu partieller Entborierung des Kühlmittels, das sich in der Hauptkühlmittleitung lokal ansammelt. Gelangt das erzeugte niedrig

borierte Kühlmittel durch das Starten von Umwälzpumpen oder durch Wiederanlauf eines Naturumlaufs in den Kernbereich, besteht die Gefahr von Rekritikalität im Reaktor. Die genauen Abläufe dieser Mechanismen, insbesondere das Mischungsverhalten eines Deionatpfropfens auf dem Weg zwischen Loopeitung und Kerneintritt, können mangels validierter Rechenprogramme derzeit noch nicht zuverlässig beschrieben werden, sie sind noch Gegenstand umfangreicher Forschungsarbeiten.

- Im Stillstand der Anlage findet eine Vielzahl von Instandhaltungs-, Prüf- und Betriebsvorgängen statt. Dies erhöht naturgemäß das Risiko von Fehlhandlungen des Personals, wie Fehlanregung leittechnischer Signale, fehlerhafte Freischnitt- und Entleerungsvorgänge, ungeplante Abschaltungen der Spannungsversorgung etc.

Die Kombination dieser ungünstigen Bedingungen führt dazu, dass sich die „Mitte Loop Phase“ bei Stillstandsanalysen in Druckwasserreaktoren als größter Risikofaktor erwiesen hat. Die anderen Stillstandsphasen liefern deutlich geringere Risikobeiträge.

6.2.2 PSA Ergebnisse für Nichtleistungsbetrieb von Siedewasserreaktoren

In den letzten Jahren wurden auch Stillstands PSA's für Siedewasserreaktoren durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass der Risikobeitrag aus dem Nichtleistungsbetrieb ähnlich wie bei den Druckwasserreaktoren in der gleichen Größenordnung liegt wie der Risikobeitrag aus dem Leistungsbetrieb.

Bei SWR Anlagen mit bereits auf Grund durchgeführter Nichtleistungsbetriebs - PSA optimierter Betriebsweise liegt der Anteil des Nichtleistungsbetriebs tendenziell etwas niedriger als bei Druckwasserreaktoren (ca. 10% der Gesamt-Kernschadenshäufigkeit in SWR). Es gibt auch keine so ausgeprägt risikodominierende Phase wie den „Mitte - Loop - Betrieb“ bei Druckwasserreaktoren.

Die Risikobeiträge sind gleichmäßiger über die gesamte Revision gestreut und resultieren meist aus den Notstromfällen, dem Ausfall des Abfahrkühlens und aus Kühlmittelverlusten. Bei Siedewasserreaktoren besteht im Gegensatz zum Druckwasserreaktor z.B. das Risiko eines Kühlmittelverlustes unterhalb des Reaktorkerns. Die relativen Beiträge variieren bei SWR Anlagen deutlich mehr anlagenspezifisch, als bei Druckwasserreaktoren.

6.2.3 Ergebnisse der vertieften deutschen PSA „Nichtleistungsbetrieb“ für Druckwasserreaktoren

Die 2001 vorgelegten Ergebnisse der vertieften deutschen Stillstandsanalyse /10/ für den Druckwasserreaktor GKN II ergab im Wesentlichen das gleiche Bild wie in den anderen Ländern. Der Beitrag aus dem Nichtleistungsbetrieb zur Kernschadenshäufigkeit ist auch in der deutschen Referenzanlage GKN II mit einem Anteil von ca. 20% nicht vernachlässigbar. Hierbei ist anzumerken, dass dieser Wert erst nach Einführung einiger im Rahmen der Untersuchungen als zweckmäßig erkannter Verbesserungsmaßnahmen, dies waren meist Verbesserungen von Prozeduren und die Änderung betrieblicher Vorgehensweisen, erzielt wurde. Die Ergebnisse sind im Überblick in **Tabelle 6-1** dargestellt.

PSA - Ergebnisse für die Anlage GKN II	
Systemschadenzustand Leistungsbetrieb	3,1 E -5
Systemschadenzustand Nichtleistungsbetrieb	6,7 E -6
Kernschadenshäufigkeit Leistungsbetrieb	1,0 E -5
Kernschadenshäufigkeit Nichtleistungsbetrieb	7,5 E -7

Tabelle 6-1 Ergebnisse der Probabilistischen Sicherheitsanalysen für GKN II

Systemschadenzustände ergeben sich, wenn zur Beherrschung der auslösenden Ereignisse (Störfälle) erforderliche Systemfunktionen nicht verfügbar sind und ein Kernschmelzen nur noch durch die sog. anlageninternen Notfallmaßnahmen oder die Reparatur ausgefallener Komponenten verhindert werden kann. Die Häufigkeit von Systemschadenzuständen gibt ein Maß für das mit der systemtechnischen Auslegung erreichte Sicherheitsniveau einer Anlage.

Im Hinblick auf Zyklusoptimierungen ist auch von Interesse, welche Einflussgrößen bzw. Anteile an den Systemschadenzuständen (SSZ) das Ergebnis von Stillstandsanalysen bestimmen. Diese Ergebnisse aus der PSA sind in der nachfolgenden **Tabelle 6-2** dargestellt.

Anteil der	für „SSZ“ Kühlungsausfall	für „SSZ“ interne Deborierung
Transienten	85%	100%
Kühlmittelverluste	15%	-
Anteil bei	für „SSZ“ Kühlungsausfall	für „SSZ“ Deborierung
Mitte Loop Primärkreis geschlossen	45%	100%
Mitte Loop Primärkreis offen	55%	-
Anteil an SSZ	Anteil in %	Anteil im Mittel in %
GVA (common mode Ausfälle)	2 - 97	40
Personalhandlungen	10 - 100	60

Tabelle 6-2 **Anteile verschiedener Einflussfaktoren an den Systemschadenzuständen (SSZ) bei Anlagenstillstand eines DWR (Quelle /10/)**

Aus **Tabelle 6-2** ist erkennbar, dass Personalhandlungen einen nicht unerheblichen Anteil am Risikobeitrag der Nichtleistungsbetriebszustände haben. Dies resultiert aus dem Umstand, dass zur Störfallbeherrschung bei Stillstandsereignissen kaum auto-

matisierte Gegenmaßnahmen vorgesehen sind, sondern die Störfallbehandlung überwiegend mit Handmaßnahmen erfolgt, die im Gegensatz zu automatisierten Maßnahmen einen geringeren Zuverlässiggrad aufweisen.

6.2.4 Sicherheitstechnische Anforderung bei Zyklusoptimierung

Mit den Ergebnissen zur Quantifizierung des Risikos aus dem Nichtleistungsbetrieb von Leichtwasserreaktoren ist hinsichtlich Zyklusoptimierung abzuleiten, dass die Auswirkungen der mit einer Zyklusoptimierung einhergehenden Vermehrung bzw. Verringerung von Anlagenstillständen sicherheitstechnisch von Relevanz und deshalb bei Zyklusoptimierungen entsprechend zu bewerten sind. Dabei lautet die grundsätzliche Forderung:

Zyklusoptimierungen dürfen nicht zu einer unakzeptablen Erhöhung des Kernschadensrisikos führen

Bei der sicherheitstechnischen Bewertung einer Zykluslängenvariante stellt sich damit sofort die Frage, was eine nicht akzeptable Erhöhung des Kernschadensrisikos ist, da es bis heute im deutschen kerntechnischen Regelwerk keine verbindlichen „probabilistischen Akzeptanzwerte“ sowohl hinsichtlich des Gesamtrisikos noch für einzelne Beiträge gibt.

Bei der Entwicklung neuerer Reaktoren hat man bezüglich des Risikobetrags der Nichtleistungsbetriebszustände den Ansatz gewählt, dass der Beitrag des Nichtleistungsbetriebs an der gesamten Kernschadenshäufigkeit kleiner als der Beitrag des Leistungsbetriebs sein soll. Dies bedeutet, dass beispielsweise bei einem Brennelementwechsel pro Jahr dessen Beitrag einen Anteil von 50% zum Gesamtkernschadensrisiko nicht überschreiten soll. Auf Zykluslängenvariationen umgesetzt bedeutet

dies, dass es gilt diese Bedingung für **die Summe aller Nichtleistungsbetriebszustände pro Jahr** zu erfüllen.

Dies führt zu folgender Bedingung:

$$SSZ_{NLB} < \frac{0,5 * SSZ_{LB}}{NLB / a} \quad \{GL 6.1\}$$

mit

NLB/a = Anzahl der Nichtleistungsbetriebszustände pro Jahr

SSZ = Systemschadenzustand (für Leistungs- bzw. Nichtleistungsbetrieb)

Sind die Systemschadenzustände resultierend aus dem Nichtleistungsbetrieb deutlich geringer (Faktor 10 oder mehr) als die Systemschadenzustände für den Leistungsbetrieb, wäre diese Bedingung leicht einzuhalten. Da dies nach den bisherigen Erfahrungen mit Stillstands - PSA's nicht gegeben ist und die Beiträge pro Stillstand im Bereich von 20 bis 50%, oft auch noch darüber liegen, sollte die Anzahl von Stillständen nur in Kenntnis des anlagenspezifischen Beitrags der Nichtleistungszustände am Gesamtschadensrisiko erhöht werden. Kann die Bedingung nach *{GL 6.1}* nicht erfüllt werden, sind bei Zyklusverkürzungen Maßnahmen vorzusehen, die das Stillstandsrisiko auf das erforderliche Maß reduzieren.

6.2.5 Revisionsstrategien für kurze Brennelementzyklen unter Sicherheitsaspekten

Werden Zykluslängen verkürzt, verlängert sich tendenziell der Zeitraum des Nichtleistungsbetriebs. Aus Diagramm *REKO* ist ersichtlich, dass sich dies zumindest im Falle GKN II erst ab Zykluslängen < 180 Tagen merklich auswirkt, ansonsten wird dort die integrale Revisionszeit nur geringfügig von der Zykluslänge beeinflusst. Mit der Verkürzung von Zykluslängen erhöht sich jedoch die Anzahl der Brennelementwechsel und bei Druckwasserreaktoren damit insbesondere die Anzahl der Mitte - Loop - Phasen. Gerade diese tragen bei DWR - Anlagen aber wie zuvor erläutert, entscheidend zum Kernschadensrisiko bei.

Zur Reduzierung des Kernschadensrisikos im Nichtleistungsbetrieb war es deshalb sinnvoll, im Zusammenhang mit der Einführung reduzierter Zykluslängen bei Druckwasserreaktoren verstärkt Augenmerk auf die Sicherheit während der „Mitte Loop Phase“ zu richten. Interessanterweise ergab die Auswertung der in GKN II praktizierten Kurzrevisionen (1998) im Rahmen des Vorhabens SR 2383, dass sich die jährliche Dauer der Betriebsphase „Mitte Loop“ trotz der Durchführung von 2 Revisionen pro Jahr nur minimal von deren Dauer bei Durchführung nur einer Revision pro Jahr unterschied.

Dieses Ergebnis unterstreicht wiederum die an anderer Stelle bereits gemachte Aussage, dass mit einer Zyklusoptimierung auch Anpassungen der Revisionsstrategien einhergehen, die in ihren Auswirkung für jeden der relevanten Aspekte individuell zu betrachten und zu bewerten sind.

Bei Siedewasseranlagen müssen sich ggf. erforderliche risikomindernde Maßnahmen, noch mehr als bei Druckwasseranlagen, an den anlagenspezifischen Ergebnissen der jeweiligen PSA - Untersuchung orientieren.

Es gilt generell, dass risikominimierenden Maßnahmen für den Nichtleistungsbetrieb für jeden Brennelementwechsel sinnvoll sind, bei häufigeren Revisionen bzw. Brenn-

elementwechselln sollten sie jedoch mit besonderer Konsequenz entwickelt und umgesetzt werden.

Sollten Risikoanalysen für den Stillstand ergeben, dass infolge vermehrter Brennelementwechsel die Notwendigkeit besteht, das Risiko resultierend aus Nichtleistungsbedriebszuständen zu reduzieren, kann dies durch Maßnahmen, wie partielle Arbeitsbeschränkungen zur Absenkung des Fehlhandlungsrisikos oder Erhöhung der Verfügbarkeitsanforderungen an Kühlketten erreicht werden. Sollte dies nicht ausreichen, kann mit punktuellen Anlagenverbesserungen, z.B. der Einführung stillstandsspezifischer Automaten zur Reduzierung menschlicher Fehlhandlungen bei der Störfallbeherrschung, d.h. Einführung von stillstandsspezifischen Reaktorschutzanregungen oder durch Einführung zusätzlicher anlageninterner Notfallmaßnahmen, insbesondere im Hinblick auf die Schutzziele Kühlmittelinventar und Kernkühlung, das Stillstandsrisiko weiter reduziert werden.

Bei der sicherheitstechnischen Bewertung verkürzter Zykluslängen sind jedoch nicht nur risikoerhöhende, sondern auch risikomindernde Effekte zu berücksichtigen. So führen kürzere Zykluslängen zu kürzeren Prüfintervallen, da im Zuge eines jeden Wiederanfahrens nach Brennelementwechselln eine Reihe von Funktionsprüfungen durchzuführen sind. Dadurch verbessern sich nach den Regeln der Probabilistischen Sicherheitsanalyse die Zuverlässigkeitswerte der betroffenen Sicherheitseinrichtungen.

6.2.6 Sicherheitstechnisch relevante Auswirkungen der Zyklusoptimierung auf den Abbrand

Wie in Kapitel 4.1 erläutert, ist die Erhöhung der Abbrände unter sicherheitstechnischen Gesichtspunkten nachteilig.

Anhand **Abbildung 6-1** soll die unterschiedliche Wirkung der beiden abbranderhöhenden Maßnahmen - Zyklusverkürzung und Anreicherungserhöhung – auf die Abbrandwerte erläutert werden.

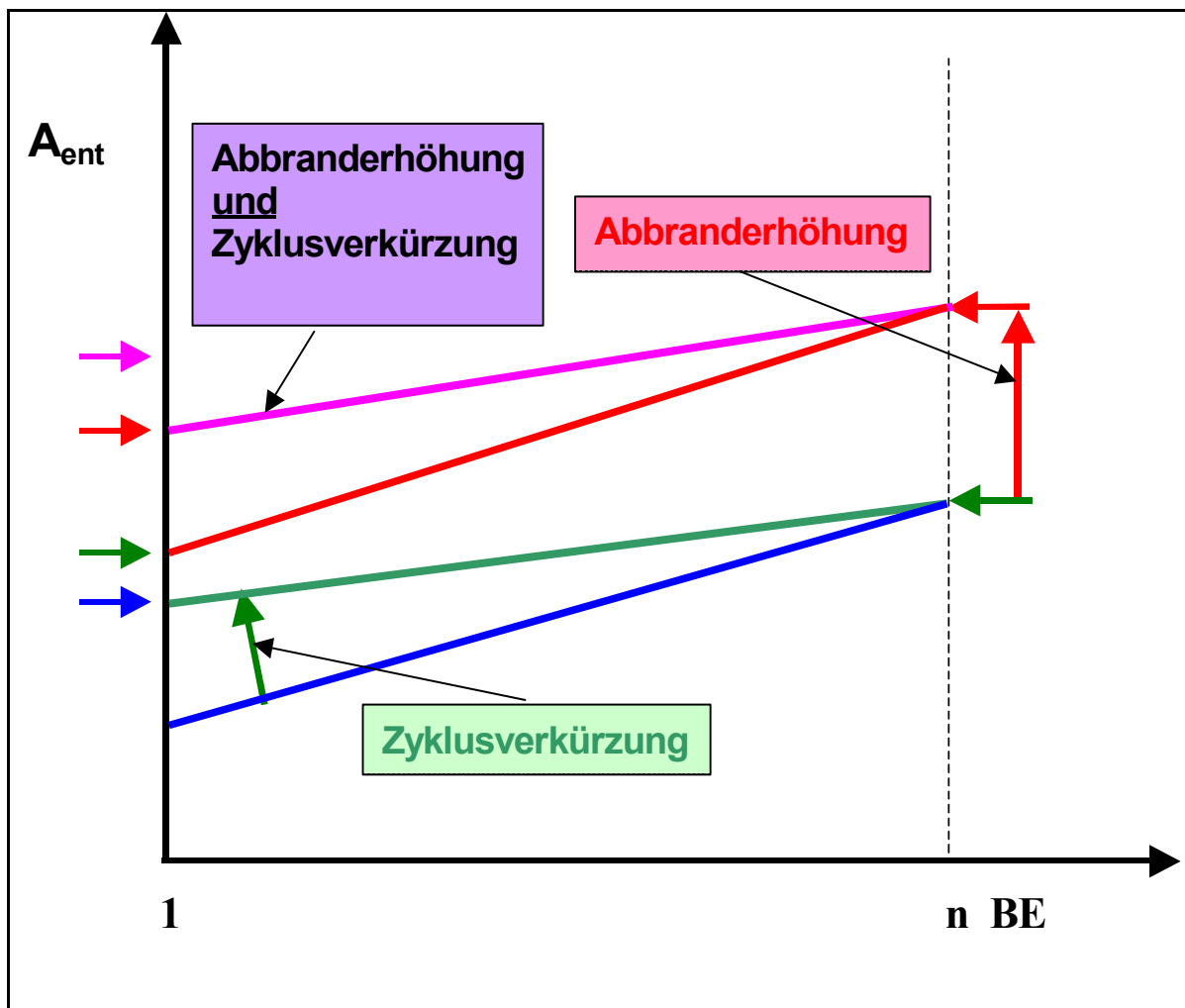


Abbildung 6-1 Auswirkung von Anreicherungserhöhung und Zyklusverkürzung auf den mittleren Entladeabbrand und den Spitzenabbrand

In **Abbildung 6-1** ist **schematisch** die „Abbrandverteilung“ einer Entlademenge (Brennelement 1–n; blaue Linie) dargestellt. Wird eine Anreicherungserhöhung vorgenommen (rot gezeichnete Variante), wird diese „Entladeabbrandverteilung“ parallel zu höheren Abbränden hin verschoben, d.h. jedes der entladenen Brennelemente erfährt einen höheren Abbrand. Damit erhöht sich sowohl der mittlere Entladeabbrand A_{ent} als auch der maximale Brennstababbrand A_{BEmax} .

Wird der Entladeabbrand durch Zyklusverkürzungen erhöht, wirkt sich dies wie mit der grünen Kurve dargestellt, vorzugsweise in einer Veränderung der Abbrandverteilung aus. Es werden bevorzugt Brennelemente mit niedrigerem Abbrand zu höheren Abbränden geführt.

Bei der violett gezeigten Variante würden beide Maßnahmen überlagert. In der Realität werden diese Effekte durch Maßnahmen der Brennelementeinsatzplanung teilweise kompensiert und sie sind deshalb nicht so ausgeprägt wie in **Abbildung 6-1** dargestellt zu erkennen.

Wenn die Maximalabbrände in einer Anlage sich bereits nahe von festgelegten Abbrandgrenzen bewegen, ist eine Zyklusreduzierung die einzige Option, den mittleren Entladeabbrand weiter anzuheben.

7 Ökologische Aspekte der Zyklusoptimierung

Der wesentliche Vorteil einer Zyklusoptimierung unter ökologischen Gesichtspunkten ist die mit verkürzten Zykluslängen einhergehende Reduzierung des Brennstoffverbrauchs durch bessere Ausnutzung des Brennstoffs. Die Beseitigung und Endlagerung abgebrannter Brennelemente ist bekanntermaßen noch immer eine der Achillesfersen der Kernenergienutzung und ein wesentlicher ökologischer Aspekt. Auch wenn sich die Entsorgungssituation weniger aus technischen als aus politischen Gründen bislang so unbefriedigend entwickelt hat, ist jede Maßnahme zur Reduzierung dieses „Abfallstoffes“ aus ökologischer Sicht von Vorteil.

Interessanterweise gibt es jedoch eine Reihe von Regelungen, insbesondere hinsichtlich Finanzierung der Entsorgung von Brennelementen, die wenig Anreiz zum „Brennstoffsparen“ geben. Insbesondere die in USA praktizierte Lösung Entsorgungskosten pauschal auf das Endprodukt „Strom“ und nicht auf die anfallende Abfallmenge umzulegen, ist hierfür ein markantes Beispiel. Inzwischen gibt es auch in Deutschland, wenngleich noch weniger ausgeprägt als in USA, Tendenzen in diese Richtung. So werden mit der Einführung des sog. „Scheibenmodells“ in 2001 Rückstellungen für die Endlagerung anhand der Anlagenleistung gebildet, die ja wie erläutert, keineswegs der einzige Faktor für den Brennstoffverbrauch eines Reaktors darstellt.

Unter ökologischen Gesichtspunkten ist auch die Auswirkung variierender Zykluslängen auf die Strahlenbelastung des Personals zu bewerten. Hier gibt es gegenläufige Auswirkungen. Einerseits verändert sich mit kürzeren Zyklen die Strahlenbelastung, die aus dem Abfallaufkommen und der damit verbundenen Behandlung und Entsorgung der abgebrannten Brennelemente resultiert. Dabei ist die gesamte Kette bis zur Endlagerung zu berücksichtigen. Andererseits ist das häufigere Öffnen und Schließen des Reaktors für den Brennelementwechsel mit höheren Strahlenbelastungen für das Anlagenpersonal verbunden.

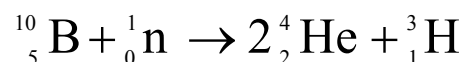
Detaillierter zu analysieren ist die Situation dann, wenn die Durchführung eines Brennelementwechsels z.B. wegen hohen Ortsdosisleistungen in der Anlage oder auf

Grund anderer Umstände mit sehr hohen Strahlenbelastungen für das Revisionspersonal verbunden wäre.

Unter Strahlenschutzgesichtspunkten haben kurze Zyklen auch dann Vorteile, wenn es zu Brennelementschäden im Laufe eines Betriebszyklus kommt. Mit kurzen Zyklen wird die Situation durch den frühzeitigeren Austausch der betroffenen Brennelemente schneller bereinigt als bei langen Zyklen und die Aktivitätsabgaben sowie das Aktivitätsniveau in der Anlage dadurch verringert. Hin und wieder wird der Leistungsbetrieb einer Anlage ja allein aus diesem Grunde außerplanmäßig unterbrochen und die defekten Brennelemente vorzeitig ausgetauscht.

Ein weiterer Strahlenschutzaspekt ist der Einfluss variierender Zykluslängen auf die Tritiumproduktion (-abgabe) einer Anlage, speziell bei Druckwasserreaktoren. Wird ein Brennelementzyklus verlängert, muss zu Zyklusbeginn die für eine lange Reisezeit erforderliche Überschussreaktivität durch höhere Borkonzentrationen im Primärkühlmittel gebunden werden.

Über die Kernreaktion



wird im Leistungsbetrieb Tritium gebildet, das mangels Rückhaltungsmöglichkeit an den Vorfluter abgegeben werden muss. Die Erzeugungsrate für die Tritiumbildung ist proportional zur Borkonzentration des Primärkühlmittels. Kürzere Zykluslängen führen damit wegen des niedrigeren Anfangsborgehalts zu niedrigeren Tritiumabgaben.

Insgesamt stellen die Strahlenschutzgesichtspunkte unter Abwägung aller Einflussfaktoren kein wesentliches Argument bei der Zyklusoptimierung dar.

8 Verfügbarkeitsaspekte

8.1 Auswirkungen der Zykluslänge auf die Anlagenverfügbarkeit

Neben den wirtschaftlichen Aspekten taucht im Zusammenhang mit variierenden Zykluslängen häufig die Frage auf, ob es einen Zusammenhang zwischen Zykluslänge und Anlagenzuverlässigkeit (-verfügbarkeit) gibt. Diese Fragestellung ist wegen gegenläufiger Einflussfaktoren nicht einfach zu beantworten.

Häufigere Abschaltungen ermöglichen es, identifizierte Mängel kurzfristiger zu beheben. Durch die Möglichkeit, die Anlage in kürzeren Intervallen generell und im besonderen in den im Leistungsbetrieb nicht zugänglichen Bereichen zu inspizieren, müsste dies tendenziell zu einer Erhöhung der Anlagenzuverlässigkeit führen. Bei Verkürzung von Prüfzyklen infolge der häufigeren Stillstände erhöht sich auch in der (PSA-) Theorie die Zuverlässigkeit der technischen Einrichtungen, insbesondere bei stand-by Sicherheitssystemen.

Andererseits erhöhen zusätzliche An- und Abfahrvorgänge den Verschleiß und die Ermüdung von Komponenten. Dies führt tendenziell zu einer Reduzierung der Anlagenverfügbarkeit.

Zur Identifizierung eines möglichen Zusammenhangs wurde eine Analyse der neuesten Verfügbarkeitsdaten der U.S. -Leichtwasserreaktoren vorgenommen. Die Anlagen in den USA bieten sich aus drei Gründen für eine solche Analyse an:

- Es gibt ein hinreichend großes Kollektiv mit einer zuverlässigen Datenbasis.
- Die Spanne der Zykluslängen in diesem Kollektiv reicht von ca. 300 Tagen bis zu 800 Tagen allerdings mit einer starken Konzentration im Bereich von 520 Tagen (18 Monatszyklen).
- In den letzten Jahren hat eine weitgehende Konsolidierung der industriellen Rahmenbedingungen in den USA stattgefunden, so dass im Gegensatz zu früher ein relativ homogenes Umfeld vorliegt.

Die Unverfügbarkeitswerte FLR von 94 U.S. - Leichtwasserreaktoren wurden deshalb mit den jeweils gefahrenen Zykluslängen korreliert. Der FLR - Indikator (Forced Loss Rate) charakterisiert die ungeplanten Ausfallzeiten während eines Zyklus ohne Berücksichtigung der Revisionszeiten. Von den insgesamt 102 Anlagen wurden dabei 8 Anlagen wegen besonderer nicht repräsentativer Umstände (störungsbedingte oder genehmigungstechnisch bedingte Stillstände mit der Folge extrem langer „kalendari-scher“ Zykluslängen) nicht in die Analyse einbezogen. In **Abbildung 8-1** ist das Ergebnis dieser Analyse dargestellt.

Danach zeigt sich bei den 3-Jahres-Mittelwerten ein schwacher Trend zu höheren Ausfallraten mit zunehmender Zykluslänge (Delta des Mittelwertes ca. 1% zwischen 300 und 730 Tagen). Die einzelnen Unverfügbarkeitswerte streuen allerdings sehr stark um diesen „Trendwert“. Betrachtet man statt dem 3-Jahres-Mittelwert die 1-Jahres FLR - Werte, zeigt sich ein umgekehrter Trend.

Insgesamt lässt sich damit auch aus der U.S. - Statistik keine belastbare Aussage ableiten. Allenfalls erkennbar ist eine Häufung hoher Ausfallraten im Bereich längerer Zyklen (in **Abbildung 8-1** markierter Bereich). Dies könnte ein Hinweis darauf sein, dass sich Schadensumfänge infolge der langen Betriebszeiten vergrößern, da keine Früherkennung sich anbahnender Schäden erfolgt.

Im Vergleich zu anderen Einflussfaktoren der Instandhaltung, wie Instandhaltungsstrategie oder Qualität der Instandhaltungsdurchführung hat die Zykluslänge nach **Abbildung 8-1** offensichtlich keinen oder allenfalls einen unbedeutenden Einfluss auf die Zuverlässigkeit des Anlagenbetriebs.

In den 1300 MW EDF - Anlagen in Frankreich ist seit der Verlängerung der Zyklen von 12 auf 18 Monate ein Rückgang der störungsbedingten Unverfügbarkeit im Leistungsbetrieb zu verzeichnen, dieser Trend wird vom Betreiber EDF aber ebenfalls weniger auf die veränderte Zykluslänge, sondern auf andere unabhängig von der Zyklusverlängerung eingeleitete qualitätsverbessernde Maßnahmen zur Verbesserung der Instandhaltungsqualität zurückgeführt.

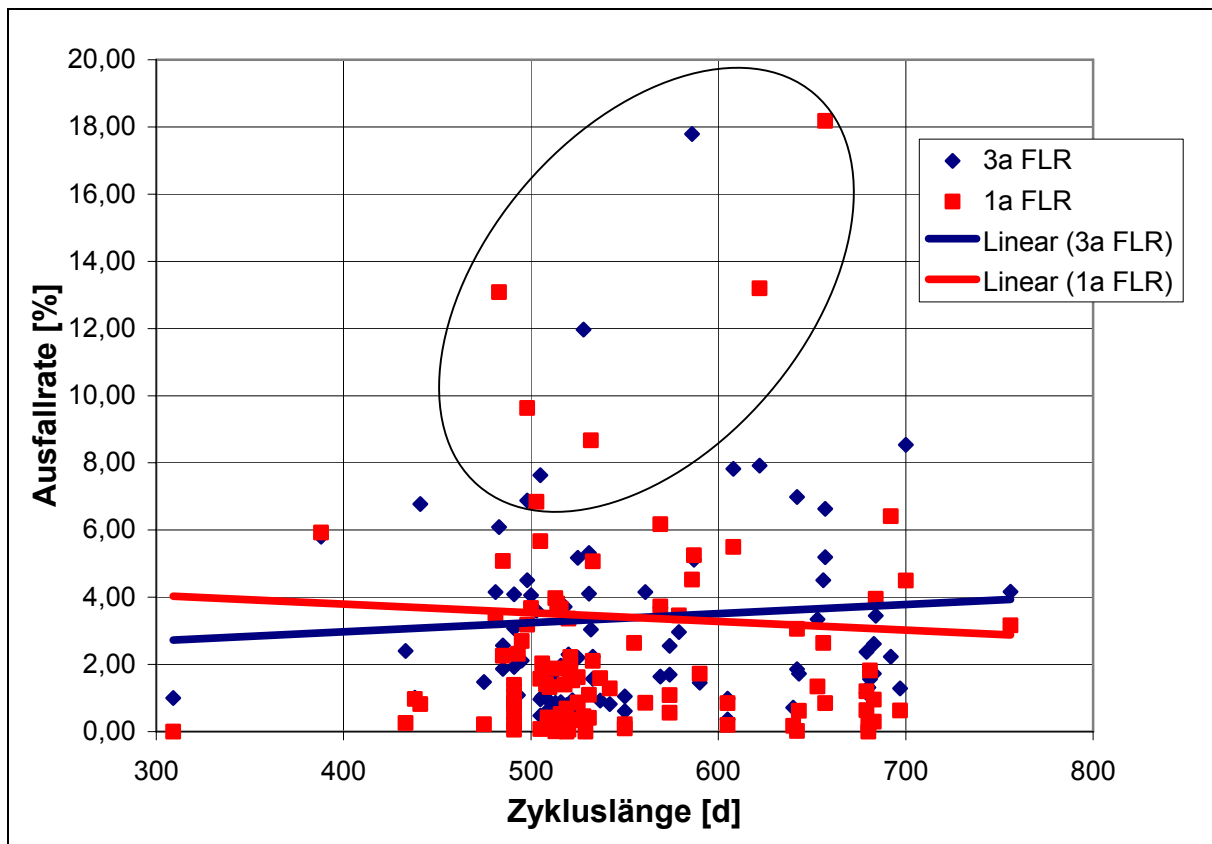


Abbildung 8-1 Ausfallrate FLR von US Anlagen in Abhängigkeit von der gefahrenen Zykluslänge *Datenquelle: INPO*

8.2 Genehmigungsaspekte

Speziell in Deutschland haben sich in den letzten Jahren in den Genehmigungs- und Aufsichtsverfahren Verhältnisse entwickelt, die das Entscheidungsverhalten der Betreiber bei der Festlegung von Zykluslängen in hohem Maße beeinflussen. Ursächlich dafür ist die in den meisten Genehmigungen verankerte behördliche Zustimmung zum Wiederanfahren einer Anlage nach Brennelementwechseln. Diese Zustimmung wurde in einigen Fällen zeitlich erheblich verzögert, da das Zustimmungsprozedere nach einem Brennelementwechsel oft als Druckmittel eingesetzt wird, um behördliche Forderungen durchzusetzen.

Sicherlich gibt es berechtigte Fälle, in denen eine Klärung sicherheitstechnischer Fragen vor dem Wiederaufstart erforderlich ist, zu kritisieren sind allerdings solche Fälle, in denen die strittigen Punkte mit dem aktuellen Anlagenzustand und/oder einem sicheren Wiederaufstart der Anlage nichts gemein haben und nur die „günstige Gelegenheit“ genutzt wird, die Angelegenheit zugunsten der Behörde zu entscheiden.

Als Folge von solchem behördlichen Verhalten streben viele Betreiber an, dieses „Anfahrtsrisiko“ durch einen Betrieb mit langen Zyklen zu minimieren.

Bewegt sich dieses „Anfahrtsrisiko“ noch in einem überschaubaren Rahmen, ist die Durchführung einer Zyklusoptimierung unter Berücksichtigung der gegebenen Umstände immer noch angezeigt. Wie in Kapitel 9 anhand durchgeführter Optimierungsrechnungen belegt, bedarf es doch meist deutlicher Revisionsverlängerungen, bevor lange Zykluslängen unter deutschen Verhältnissen wirtschaftlich interessant werden. Hinzu kommt die Erfahrung, dass bei kurzen Zyklen Brennelementwechsel nicht mehr ein so bedeutungsvoller Einschnitt im Betriebsablauf sind, sondern wieder mehr unspektakulärer Teil des normalen Betriebsgeschehens werden. Insgesamt sollten die Kenntnisse über die Zusammenhänge zur Definition optimaler Zykluslängen eines Leichtwasserreaktors dazu beitragen, dass alle Beteiligten die optimale Zykluslänge nicht auf Basis „emotionaler“, sondern auf der Basis rationaler Entscheidungskriterien definieren.

9 Ergebnisse einer Zyklusoptimierung unter verschiedenen Randbedingungen

Nachdem in Kapitel 5 die Methodik der Zyklusoptimierung dargestellt wurde, werden im Folgenden einige Beispiele analysiert und deren Ergebnisse diskutiert.

9.1 Deutschland

9.1.1 Zyklusoptimierung für GKN II; Status 2000 (Fall D1)

Das erste Beispiel bezieht sich auf die Anlage GKN II, einen Druckwasserreaktor der SIEMENS-KWU Baureihe „KONVOI“ mit einer thermischen Reaktorleistung von 3850 MW. Die Optimierungsergebnisse stützen sich hier auf eine detailliert erfasste Datenbasis. Diese war auch Grundlage der Diagramme *BEKO*, *REKO* und *ESKO* in Kapitel 4.

Der Optimierungslauf wurde mit den in **Tabelle 9-1** aufgelisteten Randbedingungen durchgeführt. Diese entsprechen den Verhältnissen im Jahr 2000, so sind alle Entsorgungskosten für abgebrannte Brennelemente als mengenabhängig (€/kg SM) angesetzt.

Optimierungslauf D1 - Randbedingungen		
		<i>Bemerkungen</i>
Anlage	DWR – D; 1360 MWe	<i>Datenbasis 2000</i>
Brennstoffentsorgungskonzept	Direkte Endlagerung	
Brennstoffentsorgungskosten	Vollkosten mit mengenabhängiger Berücksichtigung aller Entsorgungskosten (1,6 Mio. € pro BE)	
Revision MOD – Wert	9,9	
Revisionsperformance OPI (3a Wert)	1,48	
Revisionskosten	Kosten auf Basis realer Werte	
Ersatzstromkosten	auf Basis Börse LPX; prognostizierte Werte für base load mit Korrekturfaktoren zur Berücksichtigung einer erwarteten Kostenentwicklung.	

Tabelle 9-1 Randbedingungen für Zyklusoptimierung GKN II (Fall D1)

Das Ergebnis ist in **Abbildung 9-1** dargestellt. Die optimale Zykluslänge (blaue Kurve) liegt bei 180 Tagen mit Gesamtkosten von 186 Mio. €. Bei einem Jahreszyklus (350 VLT) würden sich Gesamtkosten von 205,9 Mio. € ergeben, so dass sich bei Betrieb mit optimierter Zykluslänge Kostenvorteile gegenüber einem Jahreszyklus von 19,9 Mio. € in 2 Jahren entsprechend **9,95 Mio. € pro Jahr** resultieren. Im gleichen Diagramm ist eine zweite Kurve (grün) dargestellt, die das Optimierungsergebnis mit halbierten Ersatzstromkosten (ca. 11 €/MWh) dargestellt. Dies wäre z.B. vorstellbar, wenn günstig produzierende eigene Erzeugungsanlagen zur Verfügung stehen würden, d.h. der Ersatzstrom nicht auf dem Markt beschafft werden muss. Das Ergebnis zeigt, dass sich unter diesen Bedingungen das Optimum bei 176 Tagen einstellt, natürlich reduzieren sich damit auch die Gesamtkosten. Das Einsparpotenzial verbessert sich in diesem Fall geringfügig auf **10 Mio. € pro Jahr** gegenüber Jahreszyklen. Das Beispiel wurde gewählt um zu demonstrieren, dass die Höhe der Ersatzstromkosten - derzeitiges Preisniveau vorausgesetzt - die Lage des Optimums in Deutschland nicht wesentlich beeinflusst. Damit wird bestätigt, dass die in Kap. 4.3 diskutierte, vereinfachte

chende Beschreibung von Ersatzstromkosten im Rahmen einer Zyklusoptimierung im Normalfall ausreichend ist.

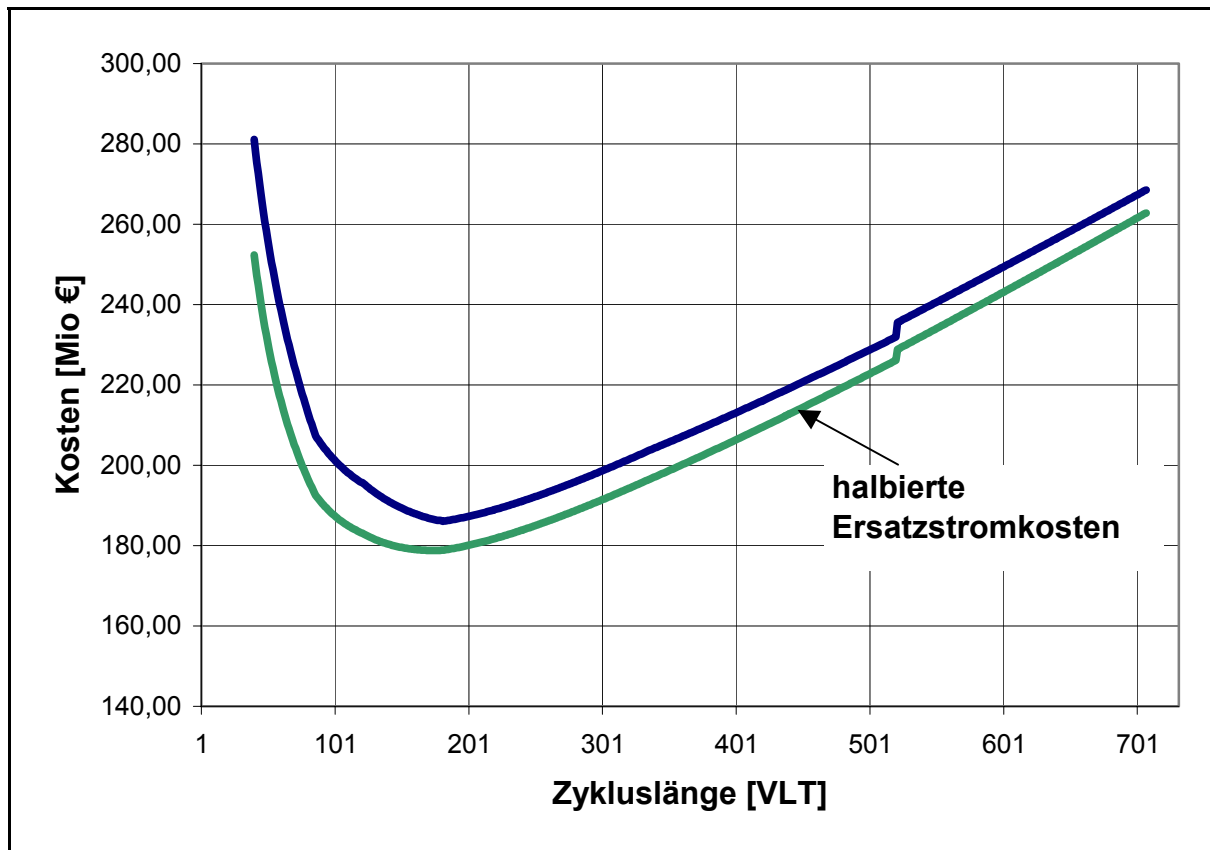


Abbildung 9-1 Zyklusoptimum für GKN II; Status 2000 (Fall D1)

9.1.2 Zyklusoptimierung im Falle von Wiederaufarbeitung der Brennelemente (Fall D2)

Dieser Optimierungsberechnung liegt die (fiktive) Variante zugrunde, dass unter ansonst gleichen Bedingungen die Entsorgung der Brennelemente im GKN II über den Wiederaufarbeitungspfad erfolgen würde. Dies hätte gemäß den Ausführungen in Kapitel 4.1 Kosten von 2,0 Mio. € pro Brennelement zur Folge. Die Erhöhung der Brennstoffkosten muss bei der Ermittlung der Ersatzstromkosten, dort in Form einer Reduzierung, da sich die variablen Kosten der Eigenerzeugung erhöhen würden, mitberücksichtigt werden.

Optimierungslauf D2 - Randbedingungen		
		<i>Bemerkungen</i>
Anlage	DWR - D 1360 MWe	<i>fiktiver Fall, da GKN II keine Brennelemente zur WAA entsorgt</i>
Brennstoffentsorgungskonzept	Wiederaufarbeitung	
Brennstoffentsorgungskosten	Vollkosten mit mengenabhängiger Berücksichtigung aller Entsorgungskosten (2,0 Mio. € pro BE)	
Revision MOD – Wert	9,9	
Revisionsperformance OPI (3a Wert)	1,48	
Revisionskosten	Kosten auf Basis gesicherter Erfahrungswerte	
Ersatzstrombezugskosten	auf Basis LPX; prognostizierte Werte für base load	

Tabelle 9-2 Zyklusoptimierung GKN II (fiktive) Entsorgung über die Wiederaufarbeitung (Fall D2)

In **Abbildung 9-2** sind die Ergebnisse dieser Zyklusoptimierung dargestellt.

Das Optimum der Gesamtkosten liegt wiederum bei 180 Tagen Zykluslänge mit deutlich höheren Gesamtkosten in 2 Jahren von 213,7 Mio. €. Das Optimierungspotenzial sinkt allerdings gegenüber einem Jahreszyklus auf **8,4 Mio. € pro Jahr**.

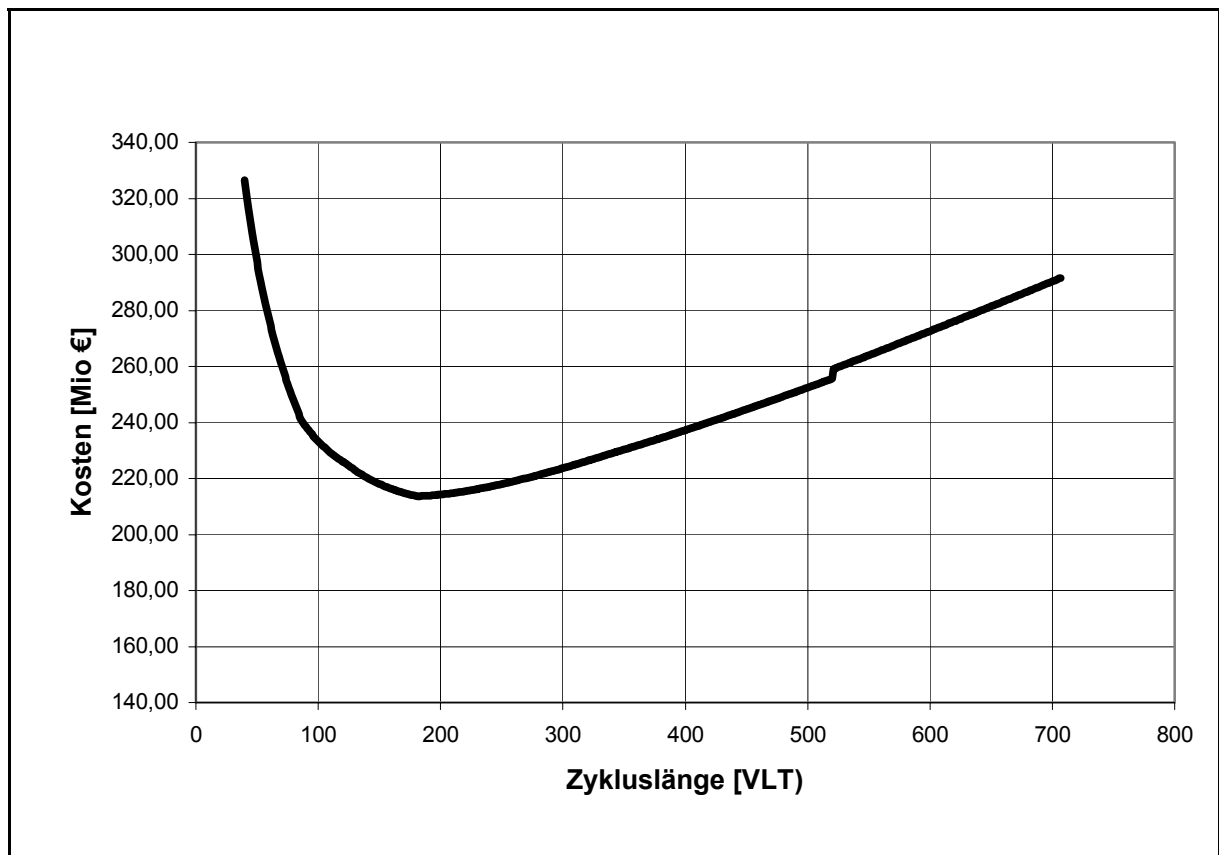


Abbildung 9-2 Zyklusoptimierung bei Entsorgung des GKN II über Wiederaufarbeitung (Fall D2)

9.1.3 Zyklusoptimierung bei direkter Endlagerung und teilweise nicht mengenabhängigen Entsorgungskosten (Fall D3)

Die zuvor angestellte Betrachtung war im Falle GKN II fiktiv, da GKN II nur über den Pfad „Direkte Endlagerung“ entsorgt wird.

In jüngster Zeit haben sich im Bereich der Brennelementsorgung einige Bedingungen geändert die Einfluss auf die optimale Zykluslänge haben:

- Mit der Entscheidung zum Bau von Standort - nahen Zwischenlagern fällt ein Teil der Kosten für die Zwischenlagerung der Brennelemente sofort in

voller Höhe an. Korrekterweise ist dieser Teil der Entsorgungskosten für eine Zyklusoptimierung nicht mehr als mengenabhängig anzusetzen.

- Die Rückstellungen für Endlagerkosten werden seit 2001 ebenfalls nicht mehr abhängig vom konkreten Brennstoffverbrauch, sondern in Abhängigkeit von der installierten Anlagenleistung gebildet („Scheibenmodell“). Damit ist dieser Kostenanteil im Rahmen einer Zyklusoptimierung ebenfalls nicht mehr als mengenabhängig anzusetzen.

Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen reduzieren sich die in einer Zyklusoptimierung zu berücksichtigenden Brennstoffkosten um ca. 0,3 Mio. € pro Brennelement, d.h. pro Brennelement sind für die Zyklusoptimierung an Stelle von 1,6 Mio. € nur noch 1,3 Mio. € in Ansatz zu bringen. Die Randbedingungen für einen Optimierungslauf auf dieser Basis sind in **Tabelle 9-3** zusammengefasst.

Optimierungslauf D3 - Randbedingungen		
		<i>Bemerkungen</i>
Anlage	DWR – D 1360 MWel	<i>spiegelt reale Verhältnisse GKN II in 2002 wider.</i>
Brennstoffentsorgungskonzept	Direkte Endlagerung	
Brennstoffentsorgungskosten	Vollkosten mit <u>nur teilweise</u> mengenabhängiger Berücksichtigung der Entsorgungskosten (siehe Text, 1,3 Mio. € pro BE)	
Revision MOD – Wert	9,9	
Revisionsperformance OPI (3a Wert)	1,48	
Revisionskosten	Kosten auf Basis gesicherter Erfahrungswerte	
Ersatzstrombezugskosten	auf Basis LPX; prognostizierte Werte für base load	

Tabelle 9-3 Randbedingungen für Zyklusoptimierung reale Bedingungen GKN II 2002, (Fall D3)

Mit diesen Randbedingungen ergibt sich für GKN II die in **Abbildung 9-3** dargestellte Optimierungskurve.

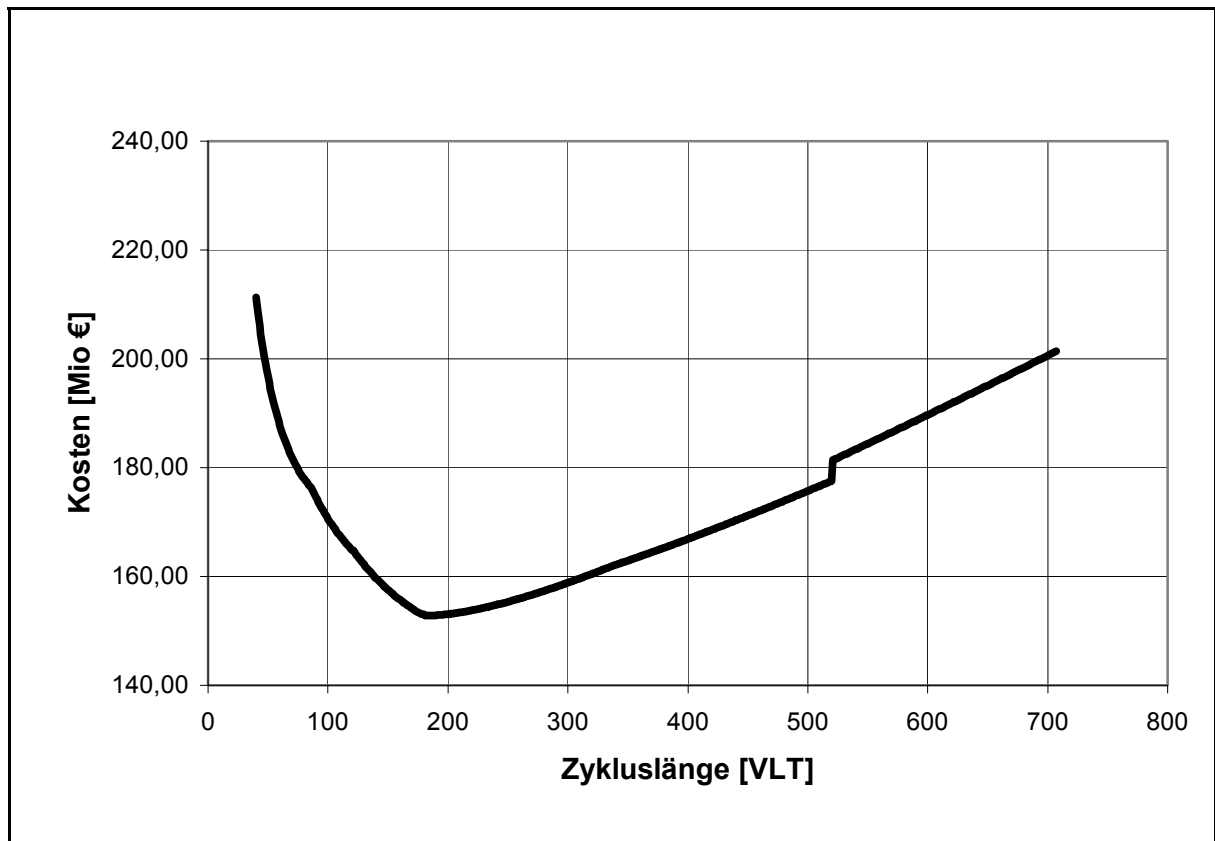


Abbildung 9-3 Zyklusoptimierung GKN II reale Bedingungen 2002 (Fall D3)

Unter diesen Verhältnissen bleibt die optimale Zykluslänge bei 180 Tagen. Das Kosteneinsparpotenzial gegenüber einem Jahreszyklus beträgt **5,1 Mio. € pro Jahr** bei Gesamtkosten von 152,8 Mio. €.

9.1.4 Einfluss einer Anreicherungshöhung auf die Zyklusoptimierung (Fall D4)

Eine zur Reduzierung der Brennstoffkosten häufig angestrebte Maßnahme ist die Erhöhung des Anreicherungsgrades im Brennstoff. Der kostensenkende Effekt von An-

reicherungserhöhungen ist bei einer Zyklusoptimierung durch die entsprechend geänderten Brennstoffkosten zu berücksichtigen. Die sich daraus ergebenden Verhältnisse wurden in einem weiteren Optimierungslauf untersucht (Fall D4).

Dieser Optimierungslauf baut wiederum auf dem Optimierungslauf D3 auf. Variiert wurden diesmal wiederum die Brennstoffkosten, aber es musste aus **Anhang 4.1-1** ein den neuen Bedingungen entsprechendes Diagramm *BEKO* ermittelt und in die Optimierungsberechnung eingebracht werden.

Mit der Anreicherungserhöhung verringert sich nämlich die Menge des pro Volllasttag benötigten Brennstoffs und der spezifische Preis des Brennstoffs erhöht sich infolge höherer Anreicherungskosten. Dies ist auch bei der Ermittlung der Ersatzstromkosten zu berücksichtigen.

Das Ergebnis dieses Optimierungslaufs ist in **Abbildung 9-4** dargestellt.

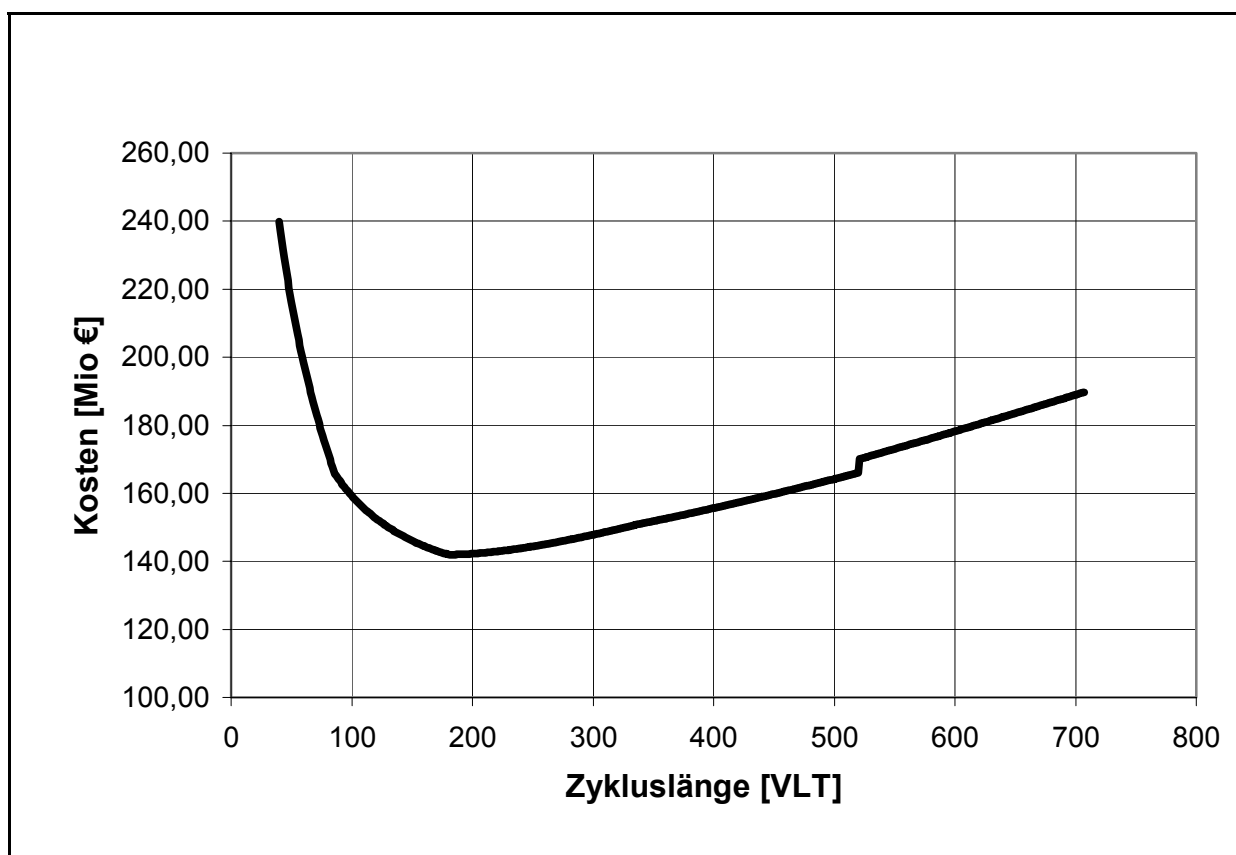


Abbildung 9-4 Zyklusoptimierung GKN II nach Anreicherungserhöhung auf 4,4% (Fall D4)

Das Ergebnis zeigt ein Minimum der Gesamtkosten wiederum bei einer Zykluslänge von 180 Tagen, bei Absolutkosten von 142 Mio. €. Das Einsparpotenzial beträgt **5 Mio. € pro Jahr**. Die Anreicherungserhöhung wirkt sich unter den GKN II – Verhältnissen somit nur in den Absolutkosten aus, die optimale Zykluslänge wird davon nicht tangiert.

Unter der im GKN II herrschenden Randbedingung, die vor allem durch kurze Revisionszeiten gekennzeichnet ist, liegt die optimale Zykluslänge damit immer im Bereich von 180 Tagen.

9.1.5 Der Einfluss verlängerter Revisionen (Fall D5)

Angesichts dieser Resultate drängt sich natürlich die Frage auf, welchen Einfluss eine Verlängerung von Revisionszeiten, d.h. eine abnehmende Revisionsperformance hat, da zu befürchten steht, dass bereits eine geringfügige Verschlechterung der Revisionsperformance das Optimum hin zu deutlich längeren Zykluslängen verschiebt.

Deshalb wurde - aufsetzend auf Optimierungslauf D3, d.h. mit den in 2002 für GKN II bestehenden Bedingungen, ein Optimierungslauf mit verlängerten Revisionszeiten durchgeführt. Angesetzt wurde eine Revisionsperformance OPI von 1,8 entsprechend durchschnittlichen Revisionslängen von 9 Tagen für einen reinen BE - Wechsel mit Shuffling, bzw. 17,5 Tagen „Normalrevision“ bei Jahreszyklen unter ansonsten gegenüber dem Optimierungslauf D3 unveränderten Randbedingungen. Das Ergebnis dieses Optimierungslaufes ist in **Abbildung 9-5** wiedergegeben.

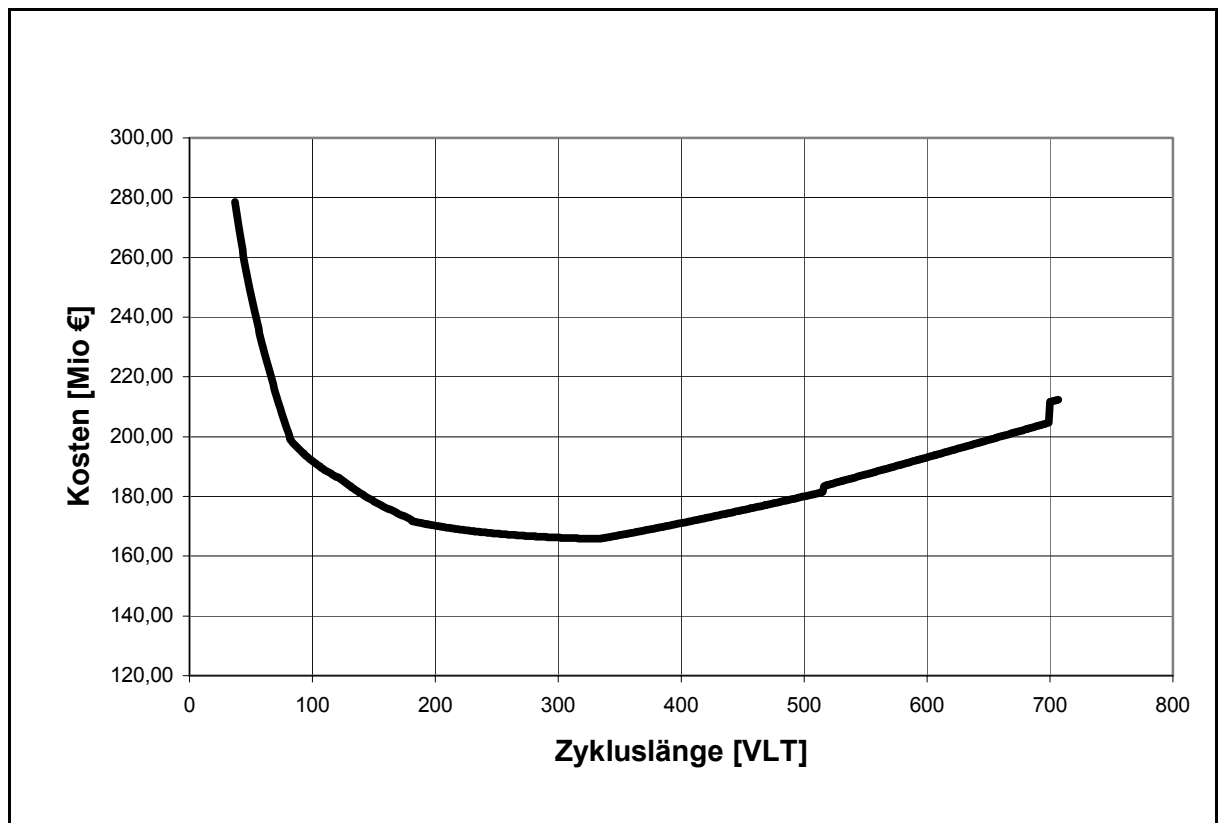


Abbildung 9-5 Zyklusoptimierung mit gegenüber Fall D3 verlängerten Revisionszeiten
(Fall D5)

Das Optimum verschiebt sich wie erwartet deutlich hin zu längeren Zykluslängen (332 Tage). Unter solchen Verhältnissen wären Jahreszyklen für GKN II die optimalste Variante.

9.1.6 Schlussfolgerungen aus den Optimierungsberechnungen für GKN II

Um die für GKN II gewonnenen Ergebnisse in einer Gesamtschau zu bewerten, wird in **Abbildung 9-6** das Ergebnis von 3 durchgeführten Optimierungsläufen dargestellt. Die 3 Kurven sind das Ergebnis folgender Optimierungsläufe:

- Ergebnis unter Bedingungen GKN II / 2002 mit 4% Anreicherung (Fall D3)
- Ergebnis unter Bedingungen D3, jedoch mit 4,4% Anreicherung (Fall D4)
- Ergebnis unter Bedingungen D3, jedoch mit reduzierter Revisionsperformance (OPI ~ 1,65) (Fall D5)

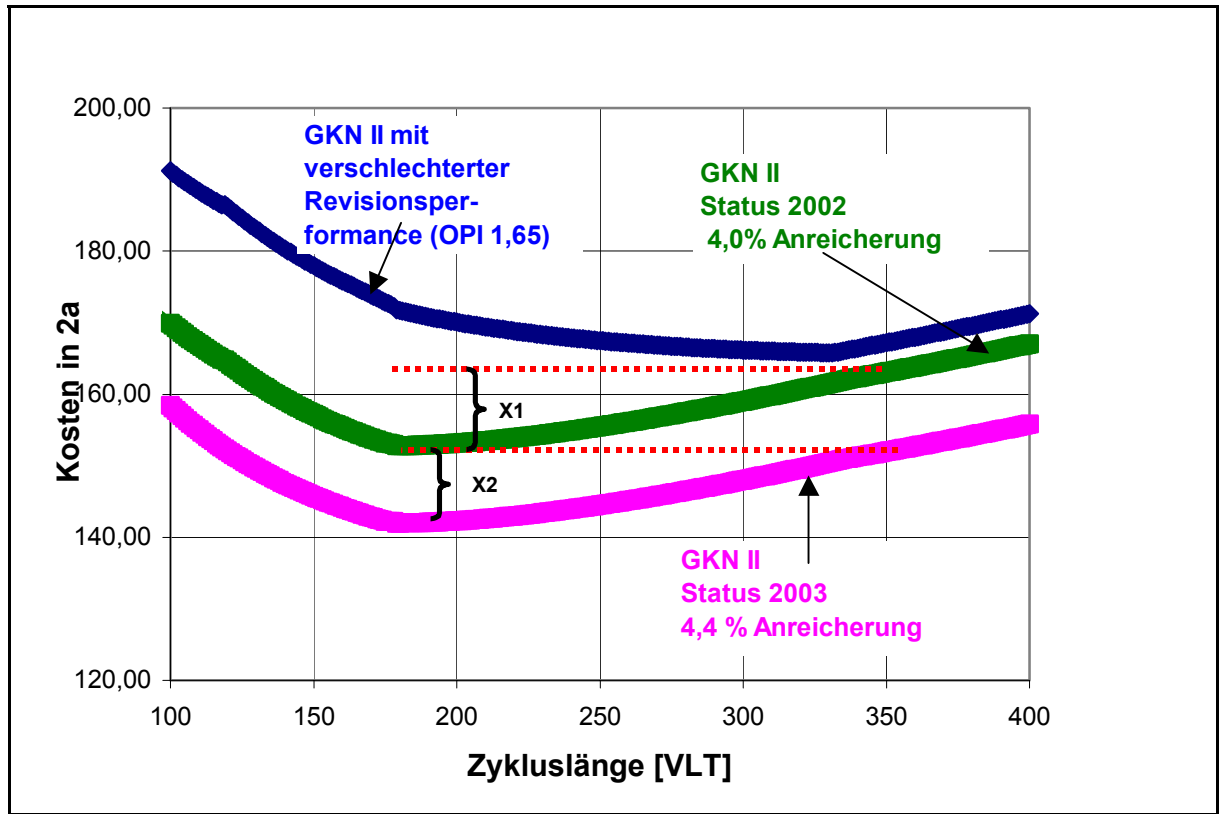


Abbildung 9-6 Optimierungsergebnisse für GKN II unter verschiedenen Randbedingungen

Die insgesamt niedrigsten Kosten würden sich für GKN mit der derzeitigen Revisionsperformance ($OPI \leq 1,5$) bei Zykluslängen von 180 Tagen und Brennelementen mit einem Anreicherungsgrad von 4,4% ergeben. Gegenüber der Verwendung von Brennelementen mit einem Anreicherungsgrad von 4,0% sinken die Gesamtkosten im Minimum um ca. 7% (**X1 in Abb. 9-6**). Diese Optimierung schließt jedoch eine weitere Optimierung mittels Optimierung der Zykluslänge nicht aus. (**X2 in Abb. 9-6**). Häufig wird ja gegen das Verkürzen von Zykluslängen argumentiert: „Durch Anreicherungserhöhung erreicht man das selbe Ergebnis“. In **Abbildung 9-6** trifft dies unter den GKN II Verhältnissen auch (zufällig) zu, es sind die Gesamtkosten bei Anreicherungserhöhung auf 4,4% mit Jahreszyklen genau so hoch wie bei 4% Anreicherung und einer Zykluslänge von 180 VLT. Zur Ausschöpfung des gesamten Kostensenkungspotenzials sollte man deshalb möglichst beide Maßnahmen – Anreicherungserhöhung und Zyklusoptimierung nutzen (**X1 und X2 in Abb. 9-6**).

Vergleicht man in **Abbildung 9-6** die Ergebnisse aus D3 und D5 (grüne und blaue Kurve), so zeigt sich der signifikante Einfluss der Revisionsperformance auf eine Zyklusoptimierung. Unter ansonsten gleichen Randbedingungen sind die Gesamtkosten im Minimum um 8,5% höher gegenüber einem zykluslängenoptimierten Vorgehen mit guter Revisionsperformance. Nutzt man in Deutschland alle zur Verfügung stehenden „Optimierungswerkzeuge“, d.h. sowohl die Anreicherungsleistung als auch eine Zyklusoptimierung in Verbindung mit guter Revisionsperformance, so kann man damit ein nachhaltiges Kostensenkungspotenzial von **10 – 12 Mio. € pro Jahr** erschließen.

Aus den Ergebnissen der Optimierungsläufe für die Anlage GKN II lässt sich noch ein weiterer Schluss ziehen: Optimale Zykluslängen in Leichtwasserreaktoren sind im Bereich kleiner 100 Tage nicht zu erwarten. GKN II hat mit den relativ hohen Brennstoffkosten und sehr kurzen Revisionslängen Rahmenbedingungen, die für kurze Zykluslängen prädestiniert sind. Sowohl eine Reduzierung der Brennstoffkosten als auch eine schlechtere Revisionsperformance verändern das Optimum hin zu höheren Zykluslängen. Es ist demzufolge völlig ausreichend, dass man sich bei der Ermittlung aller zur Zyklusoptimierung erforderlichen Kostenfaktoren auf Zykluslängen von 100 (150) bis 730 Tage beschränken kann.

9.2 Frankreich

Zyklusoptimierungen sind nur dann qualifiziert möglich, wenn eine solide Datenbasis zur Ermittlung der relevanten Kostenfaktoren verfügbar ist. Für Außenstehende ist dies meist nicht gegeben, entweder weil die Daten in der notwendigen Form nicht aufbereitet sind oder nicht publiziert werden.

So erheben alle nachfolgenden Beispiele, die für ausländische Anlagen gerechnet wurden, nicht den Anspruch hoher Genauigkeit. Die getroffenen Annahmen sind jedoch in ihrem quantitativen Ansatz hinreichend genau, um belastbare qualitative Aussagen treffen zu können.

9.2.1 Zykluslängenoptimierung für das Projekt EPR (Fall F1)

Als Objekt einer für Frankreich beispielhaften Zyklusoptimierung wurde zuerst das Neubauprojekt EPR gewählt. Der EPR ist eine deutsch - französische Entwicklung und in seinen wesentlichen Designelementen weitgehend fertig konzipiert. Unter anderem hat man bereits in der Entwicklungsphase auf kurze Revisionszeiten Wert gelegt und die Systemtechnik entsprechend darauf ausgerichtet. Nach heutigem Stand beträgt der MOD - Wert des EPR 10,5 Tage.

Hinsichtlich Zykluslänge hat man bereits in einer frühen Designphase, dem zu diesem Zeitpunkt vorherrschenden Trend folgend, festgelegt, dass der EPR für Zykluslängen von bis zu 22 Monaten auszulegen ist /18, 19/.

Die hierfür notwendigen technischen Randbedingungen insbesondere für die Kernauslegung (z.B. Zahl der Steuerelemente) wurden dementsprechend konzipiert.

Ob eine derartige Zykluslänge zweckmäßig ist, soll mit Hilfe der Zykluslängenoptimierung analysiert werden.

In **Tabelle 9** sind die wesentlichen in die Zyklusoptimierung des EPR eingehenden Randbedingungen zusammengefasst. Da die Quantifizierung der in **Tabelle 9** genannten Einflussfaktoren auf einer Reihe von Annahmen beruht, werden diese Annahmen im Detail erläutert.

Optimierungslauf F1 - Randbedingungen		
		<i>Bemerkungen</i>
Anlage	EPR DWR 1500 MWel (4500 MWth)	
Brennstoffentsorgungskonzept	Direkte Endlagerung D / WAA unter franz. Bedingungen	
Brennstoffentsorgungskosten	Vollkosten mit mengenabhängiger Berücksichtigung aller Entsor- gungskosten	
Revision MOD – Wert	10,5	
Revisionsperformance OPI (3a Wert)	ca. 1,8	
Revisionskosten	Kosten auf Basis gesicherter Er- fahrungswerte in D, korrigiert um Reduktionsfaktor für Verhältnisse in F.	
Ersatzstrombezugskosten	auf Basis LPX; prognostizierte Werte für base load	

Tabelle 9-4 Optimierungsbedingungen für EPR

9.2.1.1 Brennstoffkosten EPR

Der EPR soll einen Reaktorkern mit 241 Brennelementen a 515 kg SM erhalten. Der Anreicherungsgrad soll bis zu 5% betragen.

Die Brennstoffkosten (Diagramm BEKO) wurden auf Basis der KONVOI Berechnungen (**Anhang 4.1-1**) ermittelt, da die Kernausslegung des EPR sich stark an den KONVOI - Bedingungen orientiert (low leakage core, ggf. Einsatz Gadolinium etc) und der Schwermetallgehalt pro Brennelement nahezu dem SM - Gehalt der KONVOI - Brennelemente entspricht. Eine detaillierte Studie hinsichtlich des Brennstoffverbrauchs unter Gleichgewichtsbedingungen als Funktion der Zykluslänge analog **Anhang 4.1-1** liegt für den EPR derzeit nicht vor.

Als Preis pro Brennelement wurde der Preis eines KONVOI - Brennelements bei „Direkter Endlagerung“ in Deutschland angesetzt mit mengenabhängiger Kalkulation aller Kosten, d.h. auch der Endlagerkosten. Mit der höheren Anreicherung von 5% ergibt sich ein Preis von ca. 1,65 Mio. € pro BE. Der Brennstoffverbrauch wurde auf Basis der KONVOI - Ergebnisse - unter Berücksichtigung der aus der höheren Anlagenleistung resultierenden Brennelementanzahl (KONVOI - Verbrauch multipliziert mit Faktor 241/193) - hochgerechnet. Obwohl in Frankreich Brennelemente der Wiederaufarbeitung zugeführt werden, ist der Ansatz „Direkte Endlagerung in D“ sinnvoll, da die Kosten für die Entsorgung über Wiederaufarbeitung in Frankreich in etwa den Kosten der Entsorgung über den Pfad „Direkte Endlagerung“ in Deutschland entsprechen.

9.2.1.2 Revisionskosten EPR

Die Festlegung von Revisionskosten für eine nur im Planungsstand befindliche Anlage gestaltet sich naturgemäß besonders schwierig. Für die durchgeführte Zyklusoptimierung musste deshalb wiederum eine Reihe von Annahmen getroffen werden.

Da das Anlagendesign sich bezüglich Systemtechnik, Redundanzgrad etc. stark an den deutschen KONVOI - Anlagen orientiert, sind bezüglich Revisionsumfang Verhältnisse wie in den KONVOI Anlagen zu erwarten. Mit 10,5 Tagen entspricht der MOD - Wert auch nahezu dem der KONVOI - Anlagen, d.h. prinzipiell wären Revisionswerte (-längen) wie in deutschen KONVOI - Anlagen erzielbar. In Kenntnis der derzeitigen Situation in den französischen Anlagen erscheint eine Revisionsperformance mit OPI um 1,5 für französische Verhältnisse nicht realistisch, derzeit liegt die Revisionsperformance OPI bei französischen Anlagen im Bereich um 2,5. In der Zukunft ist allerdings mit einer Verbesserung der Revisionsperformance in den französischen Anlagen zu rechnen, da die EDF hierfür einige Initiativen ergriffen hat. Für die Zyklusoptimierung des EPR wurde deshalb ein OPI von 1,8 angesetzt und die sich daraus ergebenden Revisionszeiten sind die Basis zur Ermittlung der Revisionskosten. Die Revisionsdauern sind damit mit den Ansätzen der Optimierungsrechnung D5 vergleichbar.

Während die vorliegenden Erfahrungen in Frankreich eine gegenüber deutschen KONVOI- Anlagen längere Revisionszeit erwarten lassen, ist dies bei den Revisionskosten umgekehrt: In Frankreich sind die Revisionskosten (bei vergleichbarem Arbeitsumfang) tendenziell niedriger als in Deutschland oder anders ausgedrückt: Die Revisionskosten sind trotz längerer Revisionsdauer mit den deutschen Revisionskosten vergleichbar. Diesem Umstand wurde bei der Definition der Revisionskosten für den EPR dadurch Rechnung getragen, dass die sich auf Basis des (auf deutschen Verhältnissen basierenden) Werte aus der Optimierungsanalyse D5 und den EPR spezifischen Revisionsdauern ergebenden Revisionskosten um 30% reduziert wurden. Insgesamt dürften die Revisionskosten mit diesen Annahmen genügend repräsentativ für eine Zyklusoptimierung des EPR sein.

9.2.1.3 Ersatzstromkosten EPR

Für die Ersatzstromkosten wurden die Marktwerte von LPX analog den Analysen in Deutschland angesetzt. Dies ist für die Analyse hinreichend genau, zumal die Ersatzstromkosten in Europa wenig differieren und wie gezeigt auch nur einen geringen Einfluss auf die Bestimmung der optimalen Zykluslänge haben.

9.2.1.4 Zyklusoptimierung: Ergebnis für EPR (Fall F1)

In **Abbildung 9-7** ist das Ergebnis der unter den beschriebenen Annahmen durchgeführten Zyklusoptimierung dargestellt. Das Kostenoptimum liegt für den EPR bei 331 Tagen (vergleichbar D5) und damit deutlich unterhalb der vom Projekt angestrebten Zykluslänge von 22 Monaten.

Angesichts dieses Ergebnisses erscheint für den EPR eine detailliertere Analyse, u.a. mit Durchführung von Modellberechnungen zur genaueren Bestimmung des Brennstoffverbrauchs in Abhängigkeit von Zykluslängen und einer genaueren Bestimmung der zu erwartenden Revisionskosten sinnvoll, zumal derzeit angestrebt wird die Revisionsdauern (den MOD – Wert) für den EPR weiter in Richtung KONVOI - Werte ab-

zusenken. Neben der Investition in Maßnahmen zur Verlängerung der Zykluslängen des EPR in Richtung auf 22 Monate sollte angesichts des Ergebnisses dieser Analyse auch Maßnahmen zur weiteren Reduzierung des MOD - Wertes – sprich Revisionsverkürzung – erwogen werden.

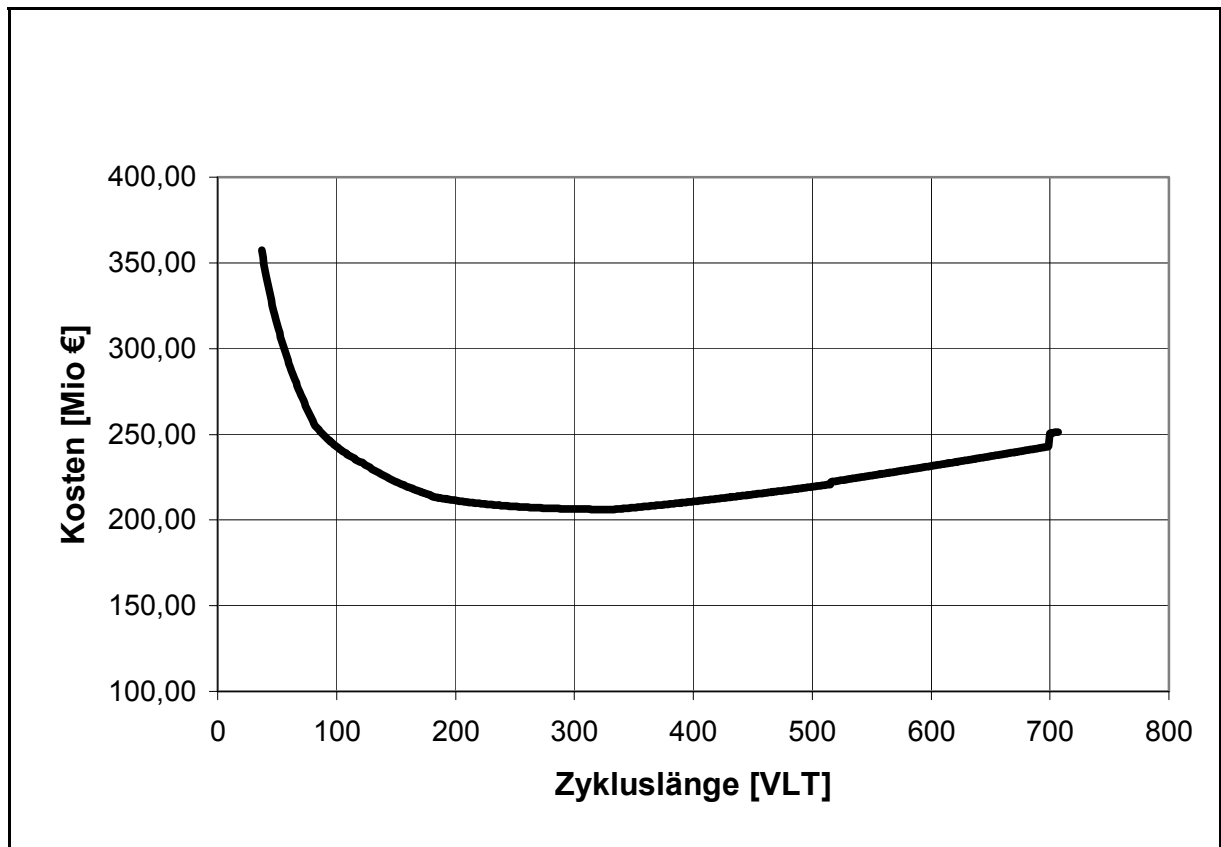


Abbildung 9-7 Zyklusoptimierung für den EPR (Fall F1)

9.2.2 Zyklusoptimierung für die P 4 - 1300 MW Anlagen in Frankreich

(Fall F2)

Neben der Analyse des EPR wurde die aktuelle Situation am Beispiel der 1300 MW Anlagen (P 4-Serie) beleuchtet. Mangels publizierter Zahlen wurde wieder eine Reihe von Annahmen getroffen, die im Folgenden erläutert werden.

Hinsichtlich Brennstoffkosten wurden die Zahlenwerte der KONVOI - Anlagen unter Annahme der Vollkosten „Direkte Endlagerung“ angesetzt. Diese entsprechen, wie bereits bei der EPR-Analyse erläutert, in etwa auch den französischen Kosten für den Entsorgungspfad „Wiederaufarbeitung“.

Hinsichtlich Ersatzstromkosten wurden wieder die Marktbedingungen auf Basis LPX - Börse angenommen.

Hinsichtlich Revisionskosten unterscheidet sich die Situation für die P 4 - Anlagen allerdings erheblich von der deutschen und der den EPR Analysen zugrunde gelegten Situation.

Die Revisionslängen in Frankreich liegen bei den P 4 - Anlagen derzeit durchschnittlich bei 56 Tagen. Hierfür ist primär das Anlagendesign verantwortlich, der MOD - Wert einer P 4 Anlage wurde nach einer Beurteilung des Designs und anhand der zugänglichen Betriebserfahrungen zu 24 Tage abgeschätzt. Darüber hinaus verlängern in den französischen Anlagen zeitaufwändige Instandhaltungsmaßnahmen (Dampferzeuger – Heizrohr - Prüfungen, Prüfungen an RDB - Deckeln etc.) sowie die organisatorischen Rahmenbedingungen die Revisionszeiten auf die genannten Durchschnittswerte. Sonderfälle wie Dampferzeugeraustausch oder der Tausch von Deckeln der Reaktordruckbehälter sind dabei allerdings nicht berücksichtigt. Während die Zeitkomponente für die P 4 - Anlagen relativ leicht nachvollziehbar ist, sind die zugehörigen Revisionskosten mangels Informationen schwieriger abzuschätzen.

Für die P 4 Analyse wurde für die Revisionskosten ein mit der EPR - Analyse vergleichbarer Ansatz gewählt, d.h. wiederum wurden die unter deutschen Verhältnissen nach Diagramm *REKO* ermittelten Revisionskosten um 30% reduziert.

In **Tabelle 9-5** sind die Randbedingungen der Optimierungsberechnung und in **Abbildung 9-8** das Ergebnis des Optimierungslaufes dargestellt.

Für die Bedingungen der P 4 - Anlagen ergibt sich unter den getroffenen Annahmen ein Kostenminimum bei einer Zykluslänge von 265 Tagen. Die Strategie der EDF hin zu Zykluslängen von 18 Monaten ist unter den gegebenen Bedingungen nicht nachvollziehbar.

Optimierungslauf F2 (P 4) - Randbedingungen		
		<i>Bemerkungen</i>
Anlage	EDF P 4 (1300 MWel)	
Brennstoffentsorgungskonzept	Wiederaufarbeitung	
Brennstoffentsorgungskosten	Vollkosten mit mengenabhängiger Berücksichtigung aller Entsorgungskosten. Kostenniveau jedoch entsprechend Kosten für direkte Endlagerung in D	
Revision MOD – Wert	24	
Revisionsperformance OPI (3a Wert)	ca. 2,4	
Revisionskosten	Kosten auf Basis gesicherter Erfahrungswerte in D, korrigiert um -30%	
Ersatzstrombezugskosten	auf Basis LPX; prognostizierte Werte für base load	

Tabelle 9-5 Randbedingungen für Optimierungslauf „Frankreich P 4 - Anlagen“ (Fall F2)

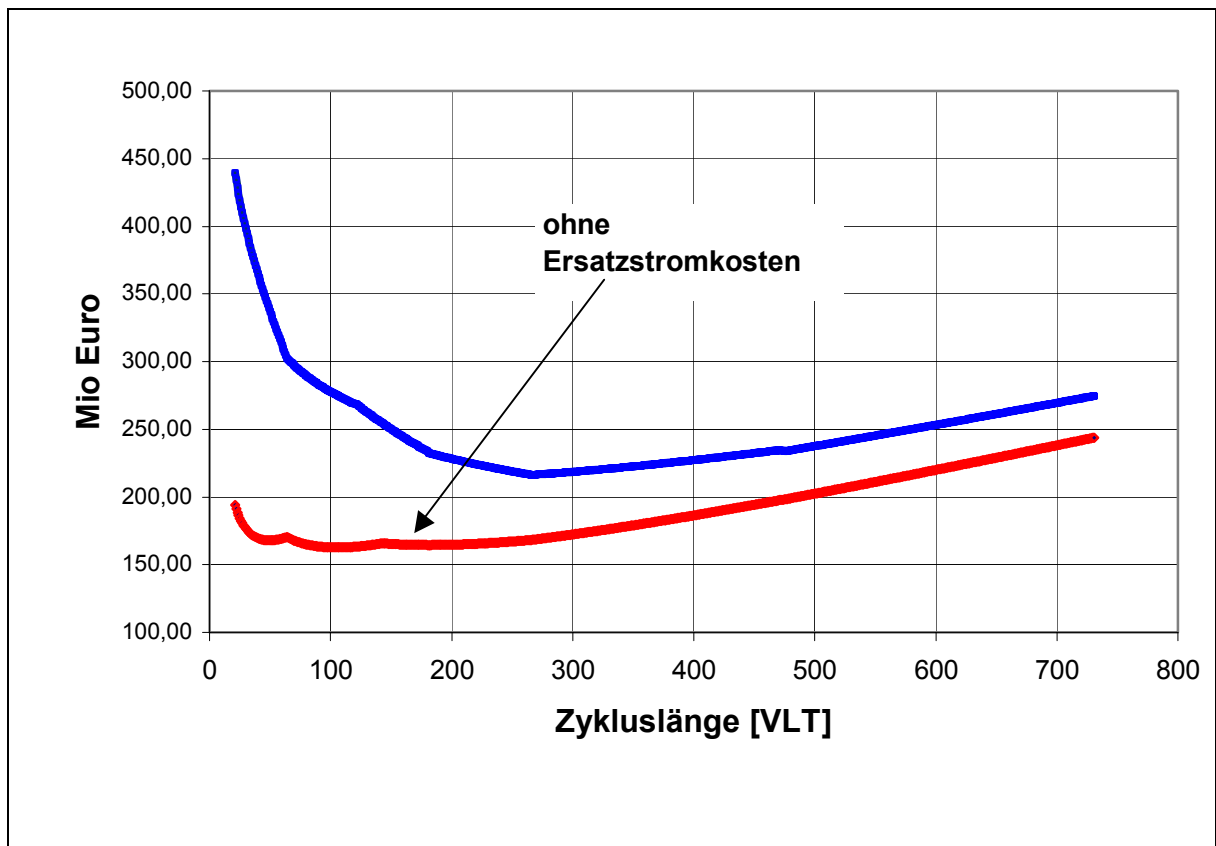


Abbildung 9-8 Ergebnis Optimierungslauf für französische P 4 - Anlagen (Fall F2 und F3)

Einer der für die P 4 - Analyse getroffenen Ansätze könnte allerdings zu einer Fehleinschätzung führen: Der aus den Analyseergebnissen für GKN II abgeleitete Ansatz zur Definition der Revisionskosten führt bei sehr langen Revisionszeiten (>45 Tage) zu nur noch in geringem Maße steigenden Revisionskosten. In **Abbildung 9-9** ist die Extrapolation dieses Ansatzes aus Kapitel 4-2 (**Abbildung 4-18**) dargestellt.

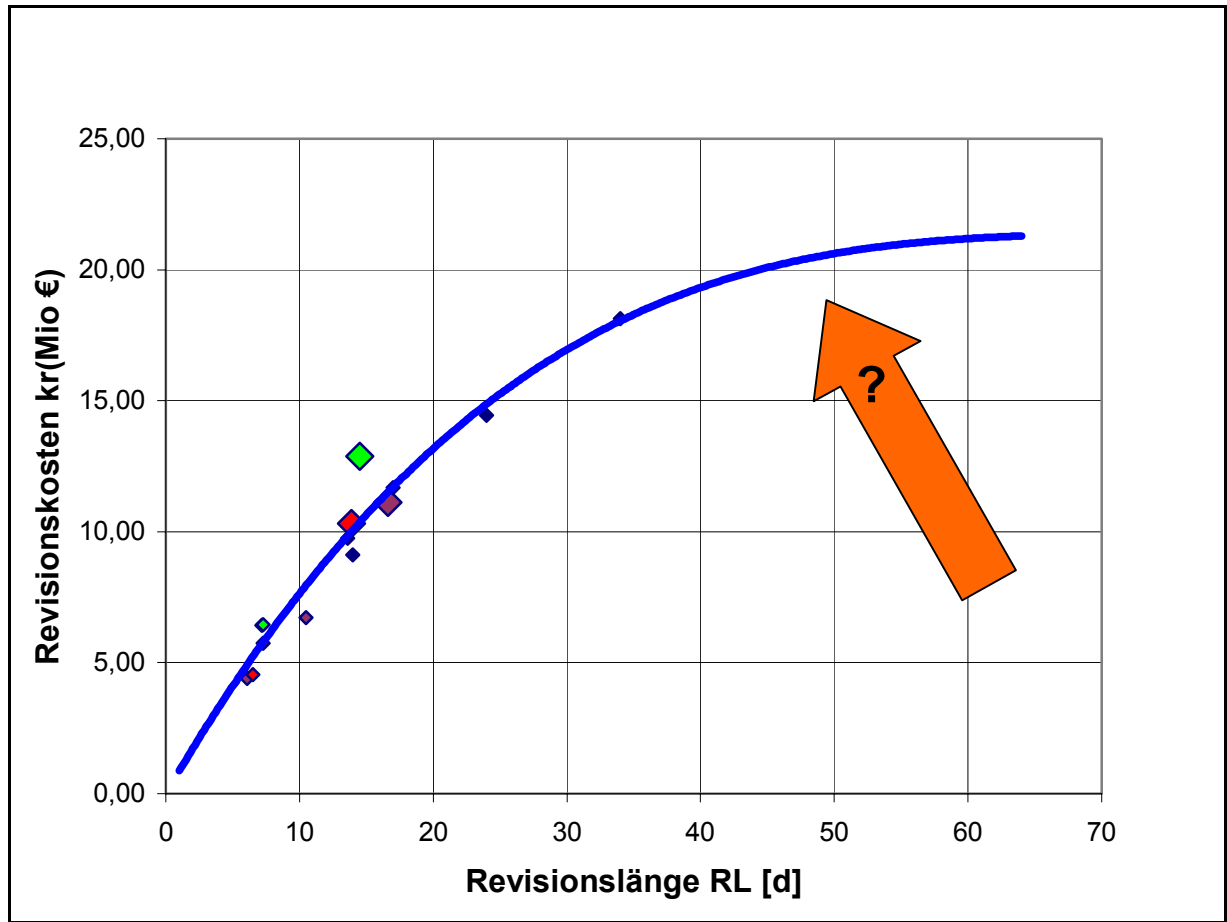


Abbildung 9-9 Von GKN II auf EDF – P 4 „extrapolierte“ Abhängigkeiten der Revisionskosten $f(RL)$

Grundsätzlich ist ein derartiger Verlauf zumindest bis in Größenordnungen von 50 Tagen Revisionsdauer vorstellbar, er entspricht ja der herrschenden Meinung, dass lange Revisionszeiten kostengünstiger werden, da man kaum oder wenig Fremdpersonal benötigt oder teure Zuschläge bezahlen muss. Trotzdem bleiben Zweifel an diesem Kostenansatz und damit auch an dem Optimierungsergebnis für die P 4 - Anlagen. Ein belastbares Ergebnis ist nur zu gewinnen, wenn seitens EDF eine Analyse der Revisionskostenentwicklungen als $f(RL)$ durchgeführt und in eine Zyklusoptimierung eingebracht wird.

9.2.3 Zyklusoptimierung EDF P 4 - Anlagen ohne Ersatzstromkosten (Fall F3)

Im Fall F3 wurde eine weitere Variante des Falles F2 untersucht, nämlich eine Analyse der P 4 - Situation ohne Berücksichtigung der Ersatzstromkosten. In Frankreich basiert die Stromerzeugung auf einem hohen Kernenergieanteil. Ersatzstrom wird deshalb auch hauptsächlich durch Kernenergie bereitgestellt. Erkennbar ist dies an der Tatsache, dass französische Kernkraftwerke deutlich öfter in Teillast betrieben werden als dies z.B. in Deutschland der Fall ist.

Ersatzstrom der in Eigenleistung und mit gleicher Erzeugungsart bereitgestellt wird, verursacht damit prinzipiell keine oder nur geringe Mehrkosten. Der Umstand, dass diese Reserveleistung auf dem Markt verkauft werden könnte, soll dabei außer acht gelassen werden. Von Interesse war lediglich, wie sich unter einer derartigen Annahme die Zyklusoptimierung darstellt. Angesichts der relativ langen Revisionszeiten in Frankreich ist zu erwarten, dass die Ersatzstromkosten doch von einiger Relevanz sind. Dies bestätigt das in die **Abbildung 9-8** integrierte Ergebnis (rote Kurve). Die optimale Zykluslänge liegt unter diesem Ansatz in einem Bereich von 100 – 200 Tagen (kein ausgeprägtes Minimum).

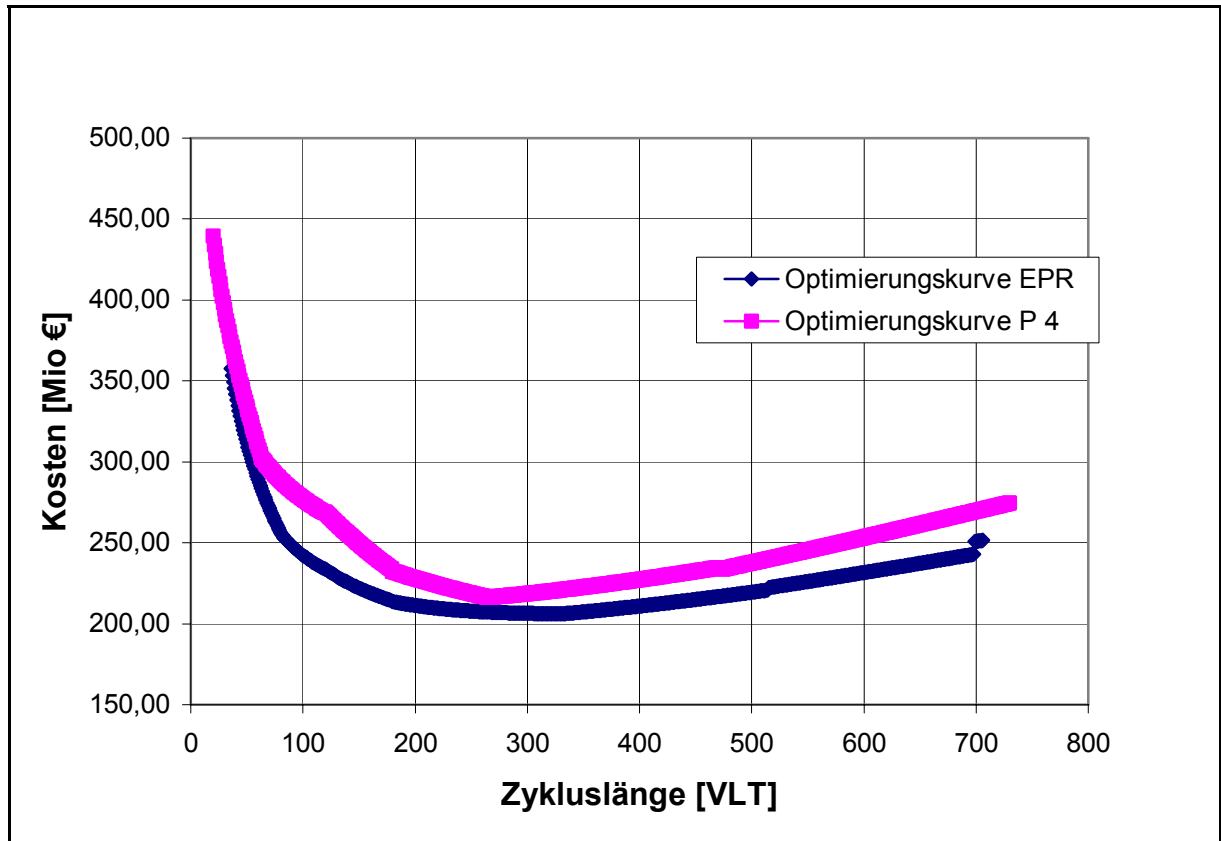


Abbildung 9-10 Vergleich optimaler Zykluslängen für EPR und P 4 - Anlagen in Frankreich (Fall F1 und F2)

9.2.4 Bewertung der Situation in Frankreich

Alle für Frankreich gewonnenen Ergebnisse lassen Zweifel an der Wirtschaftlichkeit der gewählten Strategie hin zu langen Zykluslängen aufkommen. Auch unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die Datenbasis für die Analysen nicht besonders fundiert ist, gibt es deutliche Hinweise darauf, dass das Optimum der Zykluslänge für französische Anlagen im Bereich von Jahreszyklen liegt. Eine gründliche Recherche vor allem der Revisionskosten und deren Abhängigkeit von der Revisionsdauer analog zu Kapitel 4.2 erscheint deshalb lohnenswert.

Aus **Abbildung 9-10** ist erkennbar, dass sich die Situation des EPR tendenziell nicht wesentlich von der heutigen Situation der P 4 - Anlagen unterscheidet.

9.3 USA

9.3.1 Sind 24 - Monatszyklen unter den derzeitigen Randbedingungen noch sinnvoll?

Die für Frankreich gewonnenen Ergebnisse zeigen, dass es selbst bei langen Revisionszeiten nicht sinnvoll sein muss, auf lange Zyklen überzugehen.

Bei den ersten Überlegungen hinsichtlich optimaler Zykluslänge in /2/ wurde der in USA beobachtete Trend hin zu langen Zykluslängen vor allem aus den dort deutlich niedrigeren - mengenabhängigen - Brennstoffkosten in Verbindung mit den damals üblichen langen Revisionszeiten (ca. 100 Tage) abgeleitet. Nachdem es in den letzten Jahren zu einer deutlichen Verkürzung der Revisionszeiten in den USA gekommen ist (**Abbildung 4-9**), wurde die derzeitige Situation mit der entwickelten Methodik nach-analysiert. Dabei wurde wieder eine Reihe von Annahmen zur Charakterisierung der Verhältnisse getroffen.

Bei den Brennstoffkosten hat sich die Situation in den letzten Jahren nicht wesentlich geändert. Für eine Zyklusoptimierung unter USA Verhältnissen sind nach wie vor lediglich die Versorgungskosten (ca. 1100 € pro kg/SM) und ein kleiner Anteil mengenabhängiger Entsorgungskosten zu berücksichtigen, da in USA der Großteil der Entsorgungskosten durch die an den Staat abzuführende Pauschalsumme von 0,1 US Cent pro kWh abgegolten wird. Die Betreiber müssen lediglich die wegen der verzögerten Endlagerbereitstellung erforderlichen Zwischenlagerkosten tragen, wobei diese Kosten auch noch Gegenstand von Klagen gegen die US Regierung sind. Für die Zyklusoptimierung wurde für diesen Part mengenabhängige Kosten von ca. 200 € pro kg SM angesetzt, ein eher konservativ hoher Wert. Für ein Brennelement der 1300 MW - Anlagen in den USA ergeben sich daraus zyklusoptimierungsrelevante BE-Kosten von ca. 680 tsd. € pro BE, dies ist lediglich ein Drittel der für die Zyklusoptimierung in Europa anzusetzenden Kosten.

Der Einfachheit halber wurde für den Brennstoffverbrauch das Modell „Konvoianlage“ angesetzt und dieser um 10% erhöht, der BE - Verbrauch dürfte in USA wegen kon-

servativerer Beladestrategien etwas höher als in deutschen Anlagen sein. Diese 10% Erhöhung wurde in der Eingabemaske durch eine Kürzung der Zykluslänge um 10% bei gleichem Brennstoffverbrauch wie KONVOI umgesetzt.

Für die Revisionszeiten/ -kosten wurden Werte angesetzt, die in etwa die Situation von Anlagen im „best quartile“, d.h. mit guter Revisionsperformance, widerspiegeln. Die MOD - Werte dieser Anlagen müssen gemäß den erzielten Revisionszeiten im Bereich von 15 Tagen liegen, genauere Daten sind leider nicht verfügbar. Mit einem angesetzten OPI - Wert von 1,5 wird der enormen Verbesserung der Revisionszeiten in den „Good Performer“ Anlagen in USA Anlagen Rechnung getragen. Auf dieser Basis wurden die Revisionskosten nach Diagramm *REKO* kalkuliert. In Kenntnis der absoluten Revisionskosten in USA und in Deutschland wurden die für Deutschland erhaltenen Kosten um 20% verringert. Damit dürfte ein ausreichend charakteristisches Bild der Revisionskosten für die US-Anlagen gegeben sein.

Die Ersatzstromkosten wurden für die Zyklusoptimierung gegenüber Deutschland um 50% erhöht, da dies den U.S. - Verhältnissen eher gerecht wird, als die nur für Europa repräsentativen Werte der LPX Börse. In USA kann man meist mit Ersatzstromkosten von 3 Cent pro kWh kalkulieren.

In **Abbildung 9-11** ist das Ergebnis dieser Optimierungsrechnung dargestellt. Auch mit den deutlich verbesserten Revisionszeiten (OPI ~ 1,5) liegt die optimale Zykluslänge in USA infolge der speziellen, den spezifischen Brennstoffverbrauch nicht berücksichtigenden Kosten für die Entsorgung der abgebrannten Brennelemente, bei 514 Tagen, d.h. im Bereich von 18 - Monatszyklen. Die Kosten variieren im Bereich von 360 - 520 Tagen allerdings nur in geringem Maße. Unter Kostenaspekten besteht damit eine hohe Flexibilität bei der Wahl der Zykluslänge im Bereich von 12 - 18 Monaten.

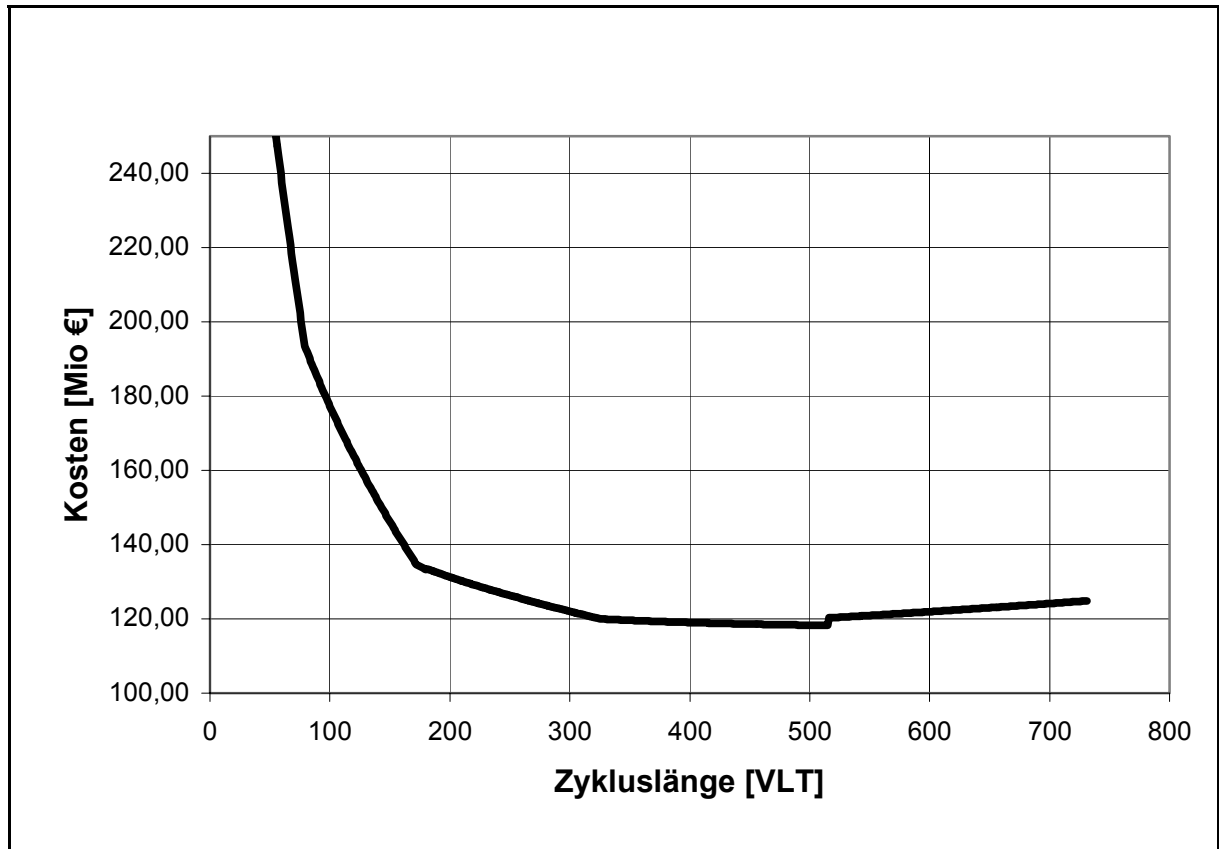


Abbildung 9-11 Optimierungsergebnis USA „Good Performer“

In einer weiteren Analyse wurden, unter ansonst gleichen Annahmen, die Verhältnisse bei schlechterer Revisionsperformance (OPI ~ 2,0) eruiert. Das Ergebnis ist in **Abbildung 9-12** den Werten von Anlagen mit guter Revisionsperformance gegenüber gestellt.

Das Ergebnis ist insoweit überraschend, als sich die Gesamtkosten im jeweiligen Optimum praktisch nicht unterscheiden. Sowohl die Gesamtkosten als auch die optimale Zykluslänge sind nahezu identisch. Bei den Anlagen mit schlechter Revisionsperformance zeigt sich ein eindeutiges Kostenoptimum bei 520 VLT. Für USA-Anlagen mit üblicher Revisionsperformance ist eine Zykluslänge von ca. 18 Monaten damit die beste Option. „Good Performer“, d.h. Anlagen, die bereits eine gute Revisionsperformance erreicht haben, können diesen Vorteil nur eingeschränkt mit einer Zykluslängenoptimierung wirtschaftlich nutzen. Nach **Abbildung 9-11 und 9-12** besteht der Vorteil allenfalls in einer erhöhten Flexibilität in der Kraftwerkseinsatzplanung, da sich

die Gesamtkosten bei Zykluslängen zwischen 300 und 500 Tagen praktisch nicht verändern.

Zykluslängen von 22 Monaten und darüber hinaus scheinen nach dieser Analyse allerdings auch in USA nicht die wirtschaftlichste Betriebsweise zu sein.

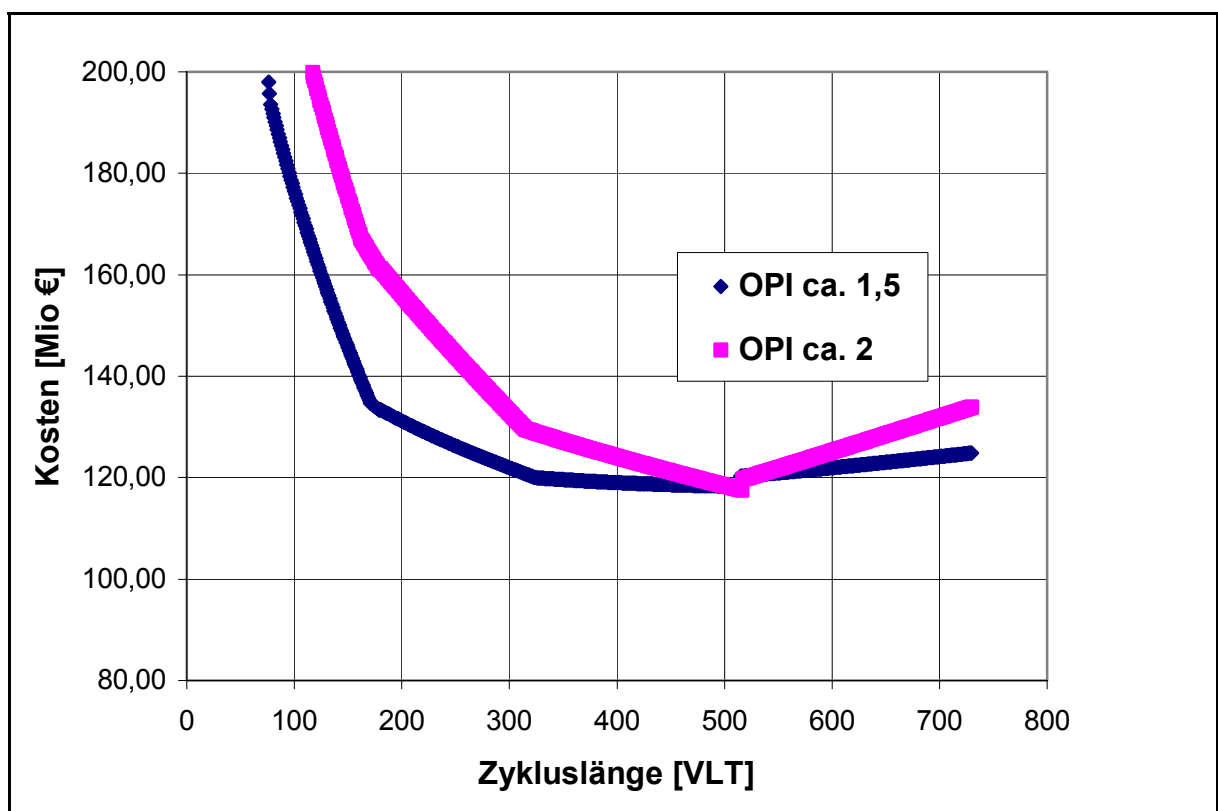


Abbildung 9-12 Vergleich Optimierungsergebnis von USA -Anlagen mit unterschiedlicher Revisionsperformance

Aus den für U.S. - Verhältnisse gewonnenen Ergebnissen zeigt sich hinsichtlich der Entwicklung neuer Leichtwasserreaktoren die Notwendigkeit, diese Anlagen auch für den Betrieb mit langen Zyklen (ca. 20 Monate) auszulegen, um auch unter derartigen Marktbedingungen eine optimale Zykluslängenstrategie realisieren zu können.

10 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die Optimierung der Zykluslängen von Leichtwasserreaktoren wird im wesentlichen von den Parametern Brennstoffkosten und Revisionsdauer, in geringerem Maße von den Ersatzstromkosten, bestimmt. Da gerade diese beiden Kostenfaktoren im länder- und betreiberübergreifenden Vergleich stark variieren, führt eine Optimierungsberechnung zu völlig unterschiedlichen Ergebnissen hinsichtlich der optimalen Zykluslänge von Leichtwasserreaktoren. Bei kurzen Revisionszeiten und relativ hohen Brennstoffkosten ist die Strategie hin zu kurzen Zykluslängen sinnvoll, sind Revisionszeiten hingegen lang und die Brennstoffkosten auf niedrigerem Niveau, empfiehlt sich eine Strategie hin zu längeren Zykluslängen. So ist die Situation in Deutschland exemplarisch für das erste Szenario, die Situation in USA für das zweite. Wenn die zu berücksichtigenden Brennstoffkosten auf Grund besonderer Kostenlegung (keine mengenabhängigen Entsorgungskosten) wie in USA sehr niedrig liegen, bleiben Zykluslängen im Bereich von 500 VLT (18 Monate) selbst bei noch weiterer Verbesserung der Revisionsperformance optimal. In Europa und vergleichbaren Ländern mit hohen mengenabhängigen Entsorgungskosten kann man hingegen durch Reduzierung der Stillstandszeiten das mit kurzen Zykluslängen verbundene Kostensenkungspotenzial erschließen.

Mit der dargestellten Methodik wird die Ermittlung optimaler Zykluslängen transparent und nachvollziehbar. Verfügt man einmal über eine abgesicherte Datenbasis der einzelnen Kostenfaktoren, kann man mit der vorgestellten Methodik die Strategie im Bedarfsfall leicht an sich ändernde Rahmenbedingungen anpassen. Ein Beispiel für derartige ggf. einschneidende Änderungen von Rahmenbedingungen ist z.B. eine noch stärker vom Verbrauch entkoppelte Rückstellungspraxis für die Entsorgung von Brennelementen, die, wie in den USA, auch in Deutschland völlig andere Randbedingungen hinsichtlich optimaler Zykluslängen schaffen würde.

Bei der praktischen Anwendung der Methodik hat sich die Ermittlung einer repräsentativen Beziehung zwischen Revisionsdauer und Revisionskosten sowie die daraus abgeleiteten Abhängigkeiten der Revisionskosten von der Zykluslänge als der aufwändigste Part erwiesen.

Die im Detail für die deutsche Anlage GKN II ermittelten Abhängigkeiten sind sicherlich nicht auf andere Anlagen eins zu eins übertragbar. Einige grundsätzliche Zusammenhänge, insbesondere die Einsparpotenziale bei Revisionsverkürzungen dürften jedoch von Allgemeingültigkeit sein und einige in der Vergangenheit oft verbreitete Thesen widerlegen.

Da, wie die Ergebnisse zeigen, unter europäischen Verhältnissen die Revisionsperformance der wesentlichste variable und beeinflussbare Einflussfaktor hinsichtlich Zyklusoptimierung ist, sollten vor allem die europäischen Betreiber diesem Aspekt weiterhin ihr besonderes Augenmerk widmen.

Die Analysen zeigen die Notwendigkeit auf, neue Reaktoren hinsichtlich fahrbarer Zykluslängen flexibel auszulegen, um allen Randbedingungen des Weltmarktes gerecht zu werden. Die Systemtechnik sollte deshalb sowohl einen niedrigen MOD - Wert (< 10 d), als auch Zykluslängen von 20 Monaten ermöglichen.

Die als „Nebenprodukt“ der Zyklusoptimierung entwickelten Kennzahlen MOD und OPI eignen sich zur neutralen Beschreibung der Revisionsperformance. Es konnte für GKN II gezeigt werden, dass es eine belastbare und reproduzierbare Abhängigkeit zwischen Revisionskosten und OPI - Werten gibt. Es wäre zu begrüßen, wenn man dies detaillierter anhand eines größeren standardisierten Kraftwerkparks, wie ihn z.B. die EDF in Frankreich betreibt, verifizieren könnte.

Die Einführung und Veröffentlichung von MOD - und OPI - Indikatoren, z.B. im Rahmen der WANO Performance Indikatoren, würde die Vergleichbarkeit von Anlagendesigns hinsichtlich Revisionsfreundlichkeit sowie sinnvollere Benchmarks der Revisionsperformance als bislang ermöglichen.

Zyklusoptimierung ist nicht alleine ein Aspekt der Kostenminimierung, die Minimierung des Brennstoffverbrauchs ist auch eine ökologisch sinnvolle Maßnahme. Kostenmodelle, die Endlagerkosten von der anfallenden Entsorgungsmenge entkoppeln, reduzieren die Anreize zur Brennstoffeinsparung.

Dass man sich in Deutschland, in Zeiten einer erklärtermaßen „ökologisch orientierten“ Politik, diesem U.S. Modell tendenziell angenähert hat, ist eigentlich erstaunlich. Eine ökologisch orientierte Politik müsste Entsorgungskosten an das Abfallaufkommen koppeln, in USA würde dies bei den dort heute üblichen Revisionszeiten mit Sicherheit zu einer Verkürzung der Zykluslängen führen.

Unter Risikoaspekten sind Zyklusoptimierungen vor allem hinsichtlich der Auswirkungen auf den Risikobeitrag aus Nichtleistungs-Zuständen und hinsichtlich der Erhöhung von Abbränden zu bewerten. Sollte sich durch eine Optimierung der Zykluslänge der Beitrag von Nichtleistungs- Zuständen zum Gesamtkernschadensrisiko auf ein unzulässiges Maß erhöhen, müssen ggf. auf Basis einer anlagenspezifischen PSA, Maßnahmen zur Reduzierung dieses Risikobeitrags ergriffen werden.

Da eine Zyklusoptimierung tendenziell die mittleren Entladeabbrände erhöht und weniger die maximalen Brennstab-/Brennelementabbrände, ist sie in dieser Hinsicht Anreicherungs erhöhungen vorzuziehen. Wenn es die zulässigen maximalen Abbrände und die sonstigen sicherheitstechnischen Anforderungen an die Kernausslegung erlauben, kann man von beiden Optimierungswerkzeugen Gebrauch machen.

Die Zyklusoptimierung ist in Deutschland und in Ländern mit ähnlichen Randbedingungen (Schweiz, Belgien, vermutlich auch in Schweden und Finnland) ein effizientes Mittel, um den Kernbrennstoff in Leichtwasserreaktoren besser auszunutzen. Wirtschaftlichkeit und Ökologie der Leichtwasserreaktoren werden dabei gleichermaßen verbessert.

11 Literaturverzeichnis

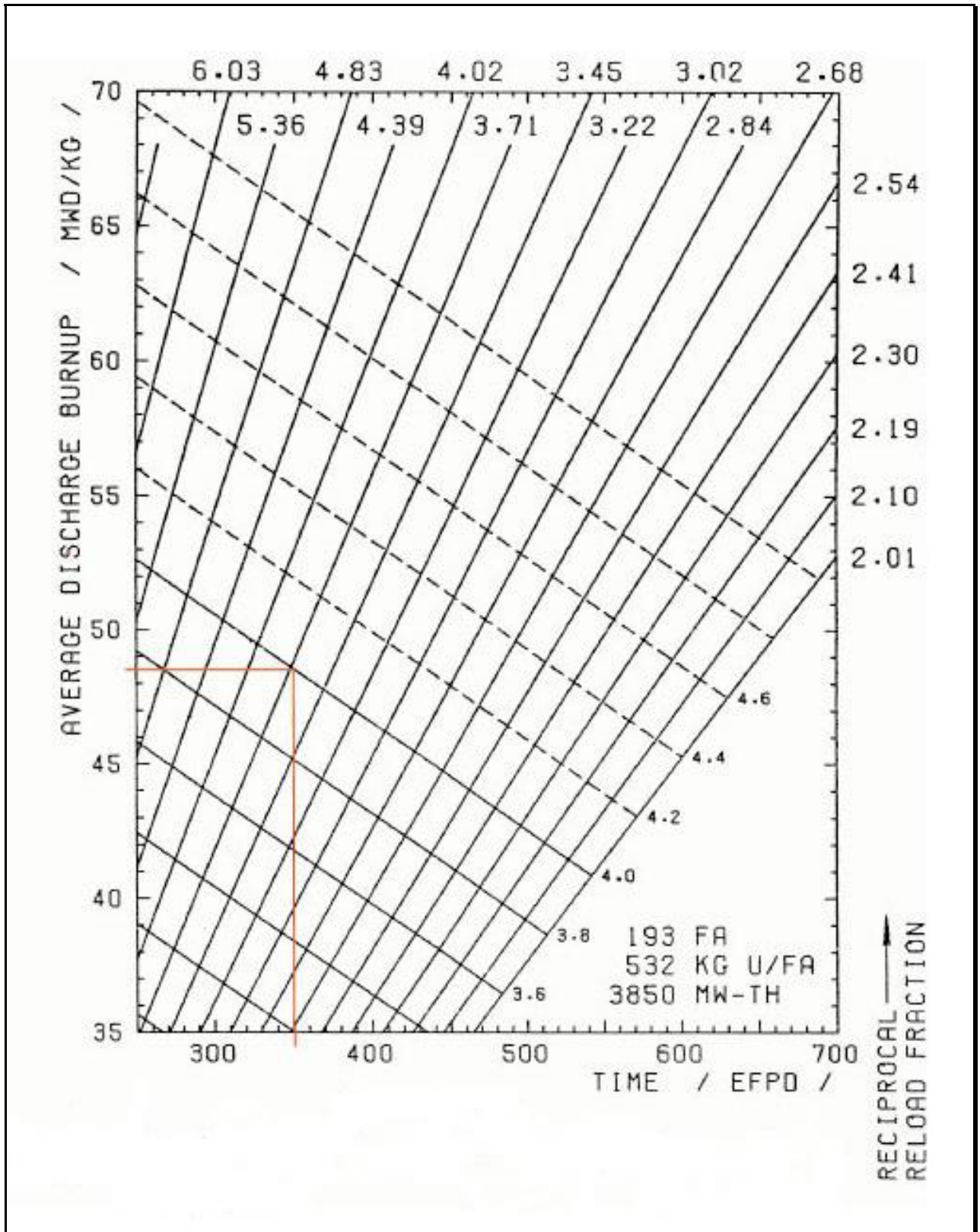
- /1/ Nucleonics Week; "Browns Ferry-3 Refueling Breaks Record Just Set By Turkey Point 4"; Vol. 43 No. 15, April 2002
- /2/ E. Grauf; "Status der wirtschaftlichen Bewertung von langen Abbrandzyklen"; Jahrestagung Kerntechnik 1997, Aachen
- /3/ H.G. Johann, H.D. Kiehlmann; "Alfa/Cascade-3D for reduced PWR Shuffling Times"; ENS TOPFUEL 2001, Stockholm
- /4/ R.W.Stratton, W.Beck, R.Meinl, G.Devillaz, S.Rizvi, C.Cott, R.Vielma; "Hybrid Cycles And Reduced Reload Batches: A Contribution To Reducing Fuel Cycle Costs"; TOPFUEL 1999, Avignon, France
- /5/ A. Kocher, P. Charmensat, J.L. Provorst, M. Larderet; "EDF Advanced Fuel Management Strategies For The Next Century"; TOPFUEL 1999, Avignon, France
- /6/ Nuclear Fuel; "Six Month Or 24"; (Summary of TOPFUEL Avignon), September 20, 1999-5
- /7/ Nuclear Fuel; "EDF, In Bid For Better Fuel Economy, To Increase Burnup By `Fractioning` Cores"; Vol. 27 No 3, Feb. 2002
- /8/ H. Finnemann, A. van de Velde, T. Hahn, S. Merk; "An Integrated Software System for Core Design and Safety Analyses Cascade - 3 D"
- /9/ Lars Moberg, Studsvik Scandpower; "Consistent use of data and computer codes for the various aspects of in-core fuel management in LWRs"; ENS TOPFUEL 2001, Stockholm

- /10/ Gesellschaft für Reaktorsicherheit (GRS) mbH; "Bewertung des Unfallrisikos fortschrittlicher Druckwasserreaktoren in Deutschland. Methoden und Ergebnisse einer umfassenden Probabilistischen Sicherheitsanalyse (PSA)"; Bericht GRS 175; 10/2001
- /11/ GRS and IRSN; "Safety of Low Power and Shutdown States"; Eurosafe Tribune 10/2002;
- /12/ IAEA; "Probabilistic Safety Assessments of Nuclear Power Plants for Low Power and Shutdown Modes" ; IAEA TECDOC – 1144;
- /13/ E. Grauf; "Kriterien zur Bewertung von Zwischenlagerkonzepten für abgebrannte Brennelemente an Kraftwerksstandorten"; Diplomarbeit, IKE – UNI Stuttgart 10/99
- /14/ WNA; "Issues Related to the use of Enriched Uranium with U235 > 5%"; World Nuclear Association Report 5/2003
- /15/ Albert Ziegler; "Lehrbuch der Reaktortechnik"; Band 1 „Reaktortheorie“, Springer-Verlag 1983
- /16/ Bundesamt für Strahlenschutz (BfS); "Ermittlung von Anforderungen an die experimentelle Nachweisführung zur Brennstabsicherheit unter Störfallbedingungen für UO₂ – und MOX-Brennstäbe mit hohen Abbränden in Leichtwasserreaktoren"; Forschungsvorhaben SR 2386, 26. Juni 2002
- /17/ Antoine Van de Velde, Dr. rer. nat. Friedrich Burtak; "Efficiency Improvement of Nuclear Power Plant Operation: The Significant Role of Advanced Nuclear Fuel Technologies"; ATW 45.Jg (2000), Heft 11 – November
- /18/ ATW International Journal for Nuclear Power; "European Pressurized Water Reaktor EPR"; 42. Jg. (1997), Heft 12 - Dezember

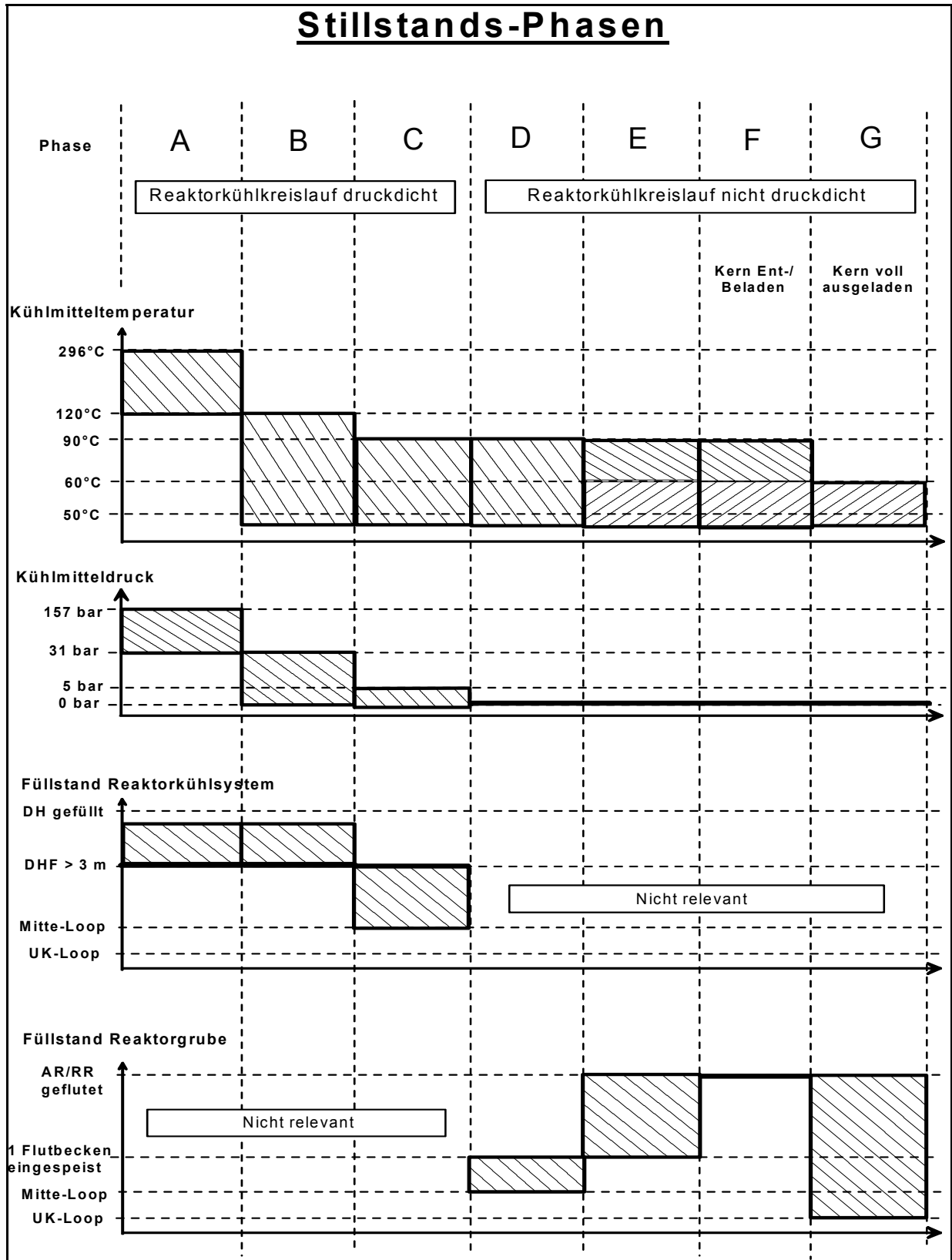
- /19/ EPR Project; "Conceptual Safety Features Review File (CSFRF)"
- /20/ Lederer / Wildberg; "Reaktor Handbuch"; 2. Auflage, Carl Hanser Verlag
- /21/ VGB; "Liberalisierung des Strommarktes in Europa"
VGB Kraftwerkstechnik Heft 2/99
- /22/ Nuclear Fuel; "Race For Higher Fuel Burnup Appears To Be Ending, Paris Fuel Seminar Told"; Nuclear Fuel Vol. 27 No 2; January 2002
- /23/ Nucleonics Week; "Sizewell- B Turns In 30-Days Outage For Its Best Refuelling Time Ever"; Nucleonics Week Vol. 43 No 24, June 2002
- /24/ Nucleonics Week; "U.S. Refueling Outages Average All Time Low In First Half 2002"; Nucleonics Week Vol. 43 No. 41, October 2002
- /25/ Nucleonics Week; "DUKE Claims Ice Condenser Records with 21-Day Catawaba-1 Refueling" ; Nucleonics Week Vol. 43 No 22, May 2002
- /26/ World Energy Council; "Energy Dictionary"; World Energy Council, 1992
- /27/ Nuclear News; "Outage Management"; ANS, Nuclear News, 4/2000

12 Anhänge

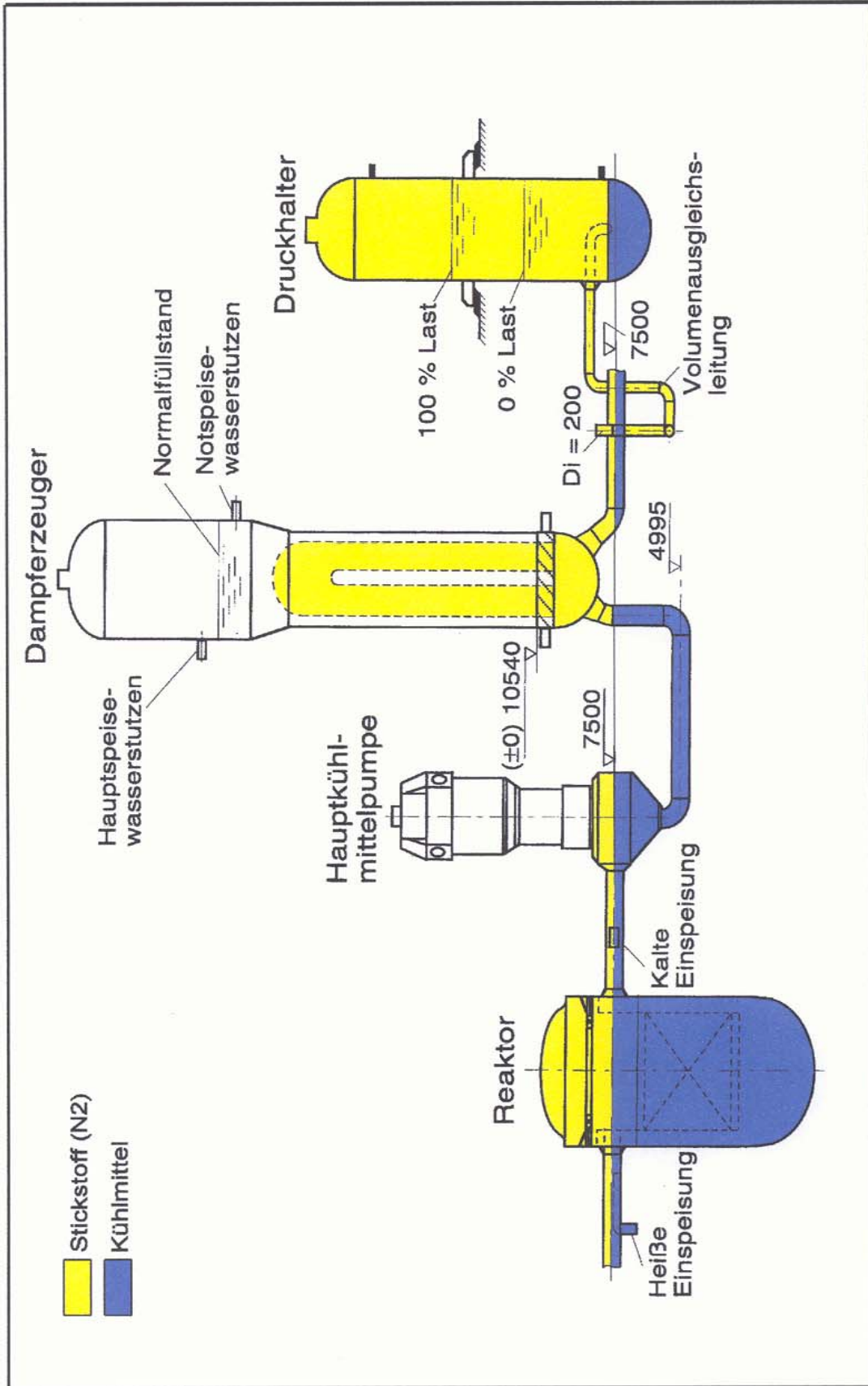
- Anhang 4.1-1 Brennstoffverbrauch eines KONVOI – DWR in Abhängigkeit von Zykluslänge und Brennstoffanreicherung bei „low leakage“ Beladung. (Quelle FANP)
- Anhang 4.2-1 Stillstandsphasen eines Druckwasserreaktors (KONVOI GKN II)
- Anhang 4.2-2 Mitte-Loop Betrieb eines Druckwasserreaktors während „Spülbetrieb“ mit N₂
- Anhang 4.2-3 Mengengerüste der Revisionen GKN II
- Anhang 4.2-4 Ermittlung Revisionskosten mit Korrekturfaktoren
- Anhang 4.2-5 kritischer Terminpfad zur Bestimmung MOD für GKN II
- Anhang 4.2-6 Ermittlung Diagramm REKO
- Anhang 5.1 Optimierungsprogramm; Erläuterungen
- Lebenslauf



Anhang 4.1-1 Brennstoffverbrauch eines KONVOI-DWR in Abhängigkeit von Zykluslänge und Brennstoffanreicherung bei „low leakage“ Beladung. (Quelle FANP)



Anhang 4.2-1 Stillstandsphasen eines Druckwasserreaktors (KONVOI GKN II)

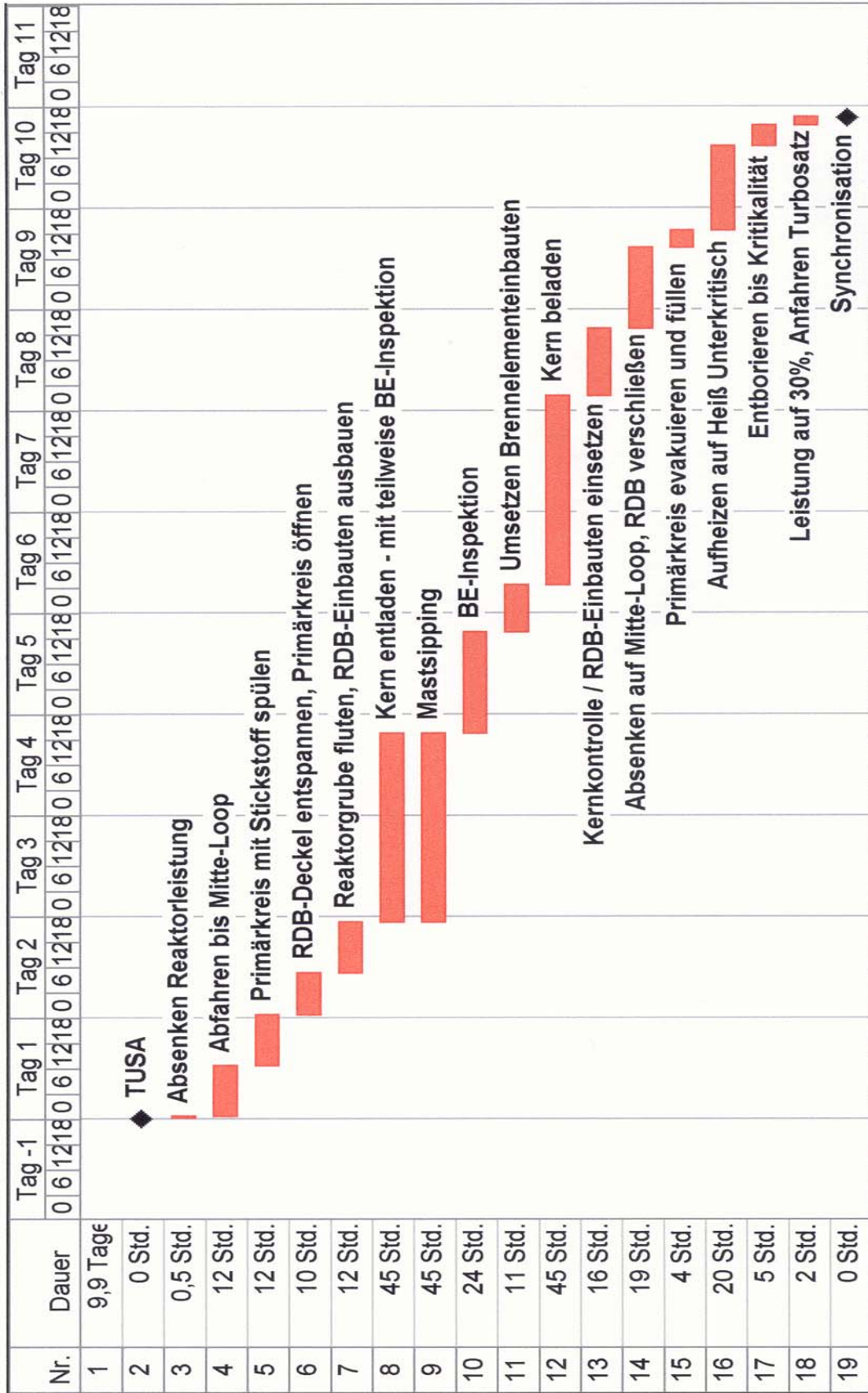


Anhang 4.2-2 Mitte-Loop Betrieb eines Druckwasserreaktors während des „Spülbetriebs“ mit N₂

Revisionstätigkeiten gemäß Revisionsprogramm												
	Rev	1993	1995	1996	1997	1. Rev	2. Rev	VIB	Total	Rev	VIB	Gesamt
	1991					1998	1998	1998	1998	1999	1999	1999
Armaturen mechanisch und elektrisch	649	588	688	622	997	150	337	108	595	460	45	505
Pumpen, Ventilatoren, Kompressoren, mechanisch and elektrisch	245	303	248	302	211	27	169	24	220	147	38	185
Behälter und Wärmetauscher	118	123	228	81	133	37	69	16	122	64	26	90
Sonstiges Unterstützungen, Rohrleitungen, ...	67	79	51	210	285	21	204	27	252	216	65	281
Leittechnik Sensoren, Messungen, ...	200	2	36	44	42	18	36	1	55	32	0	32
Elektrotechnik Schienen, Schalter, Transformatoren, ...	186	335	154	140	158	81	35	2	118	95	7	102
Gesamt	1465	1430	1405	1399	1826	324	828	178	1330	1014	181	1195

	Tage	Kosten Mio DM	Kosten Mio €	Kosten (PG)	Kosten (PG,VIB)	Tage	Kosten (PG,VIB,M)	spez. Ko / d	spez.Ko / d voll korr	Korr.f.PG (Redzg. wg. Preisglt)	Korr.f.VIB (Redzg. wg VIB)	Korr.f. M Redzg. wg Menge
2001-1	6,10	kA	kA	kA	kA	6,10	kA	kA	kA	1,18	1,20	1,07
2000-1	6,60	kA	kA	kA	kA	6,53	kA	kA	kA	1,17	1,10	1,05
1998-2	7,20	kA	kA	kA	kA	7,20	kA	kA	kA	1,16	1,10	1,03
1998-1	7,30	kA	kA	kA	kA	7,30	kA	kA	kA	1,16	1,10	1,03
2000-2	7,30	kA	kA	kA	kA	7,30	kA	kA	kA	1,17	1,10	1,05
2001-2	10,50	kA	kA	kA	kA	10,50	kA	kA	kA	1,18	1,20	1,07
1999	13,60	kA	kA	kA	kA	13,60	kA	kA	kA	1,17	1,10	1,04
2000-3	13,90	kA	kA	kA	kA	13,90	kA	kA	kA	1,17	1,10	1,05
1996	14,00	kA	kA	kA	kA	14,00	kA	kA	kA	1,12	1,00	1,00
1998-3	14,50	kA	kA	kA	kA	14,50	kA	kA	kA	1,16	1,10	1,03
2001-3	16,60	kA	kA	kA	kA	16,60	kA	kA	kA	1,18	1,20	1,07
1995	17,00	kA	kA	kA	kA	17,00	kA	kA	kA	1,10	1,00	1,00
1993	24,00	29,68	15,18	14,45	14,45	24,00	14,45	1,24	0,60	1,05	1,00	1,00
1991	34,00	35,48	18,14	18,14	18,14	34,00	18,14	1,04	0,53	1,00	1,00	1,00
kA: Keine Angaben hier, da neuere Werte vertrauliche Firmendaten												

Anhang 4.2-4 Ermittlung Revisionskosten mit Korrekturfaktoren



Anhang 4.2-5 kritischer Terminpfad zur Bestimmung MOD für GKN II

"Zyklänge" tats. Zyklänge	Revisions- und Ersatzstrom	Revzeit für IH in 2a	Revzeit für BEW in 2a	Maximalzeit in 2 a aus	Revkosten	Su Revisions- Ersatzstrom	dto bei 0,2 a*d aus Revkogleich	Kostenbasis Rev	Stillstandszeit
VL	(0,4 Mio €/d)	IH in 2a	für BEW in 2a	in 2 a aus IH, BEW	KR	(0,4 Mio €/d)	p d	a*d aus Revkogleich	IRZ
45	76,51	30	99	99	36,91	76,51	56,71	3a6+1a9+12x1Mio fix	99
91	KA	30	51	51	KA	KA	KA	3a6+1a9+4x1Mio fix	51
183	KA	30	27	30	KA	KA	KA	2a6+2a9	27
365	KA	30	28	30	KA	KA	KA	1a13+1a15	28
546	KA	24	24	24	KA	KA	KA	1a18+1/3v18	24
547	KA	28	28	28	KA	KA	KA	1a21+1/3v21	28
730	KA	24	24	24	KA	KA	KA	1a24	24

um Stillstandszeiten reduziert

erfordert sich aus den einzelnen Revisionskosten Kr als f(RL) (Abb. 4-17) hier zu $=((0,0096*6^2+0,8554*6)*3) + ((0,0096*9^2+0,8554*9)*1)+12*1$ Formel aus Diagramm Kr

erforderliche Stillstandszeit ermittelt aus max Auswahl von Bedarf für Instandhaltung und Brennelementwechsel

Anzahl und Art der Revisionen

Revisionskosten KR + Ersatzstrom (IRZx Ke) nur beispielhaft mit pauschalem Ansatz für Ersatzstromkosten von 0,4 Mio € pro d

KA: keine Angaben hier, da neuere Werte vertrauliche Firmendaten

Anhang 4.2-6 Ermittlung Diagramm REKO

Optimierungsprogramm zur Berechnung optimaler Zykluslängen

Übersicht

Mit dieser Excelltabelle und dem damit verknüpften Programm wird die optimale Zykluslänge eines Reaktors abgeleitet. Dies geschieht auf Basis von Brennstoff- und Revisionskosten, die vom Anwender eingegeben werden.

Über verschiedene Funktionen werden die Werte für jeden einzelnen Tag zwischen 0 und 730 berechnet und im Diagramm des Tabellenblattes "Optimum" eingetragen. Dort wird der optimale Punkt markiert, und die Werte werden neben dem Diagramm angegeben

Das Arbeiten mit dem Programm

Angabe der Revisions- sowie der Ersatzstromkosten und der IRZ

Die Revisionskosten und die IRZ werden in der ersten Tabelle angegeben, die Ersatzstromkosten in der nächsten Tabelle. Zwischen den einzelnen Punkten werden in den Diagrammen die Geraden berechnet, durch die sich die jeweiligen Punkte miteinander verbinden. Die Diagramme werden automatisch aktualisiert, wenn neue Werte angegeben werden.

Angabe der Brennstoffkosten

Die maximal 10 Werte werden als Messpunkte in das Diagramm eingetragen. Es gibt eine stetige Kurve, deren Funktion errechnet wird. Sie gilt für jeden Wert zwischen 0 und 730. Das Diagramm wird bei einer Änderung der Werte automatisch aktualisiert.

Momentan können 6 Werte angegeben werden. Bis zu 10 sind möglich, allerdings muss dazu der Bereich der Datenquelle geändert werden. Dazu klickt man das Diagramm mit der rechten Maustaste an, wählt "Datenquelle" und dort "Reihe". Erst werden die X-Werte markiert und der neue Datenbereich per Maus ausgewählt, danach geschieht das gleiche mit den Y-Werten.

Berechnung der optimalen Werte

Bei der eigentlichen Optimierung werden für die verschiedenen Punkte der Revision die passenden Funktionen erstellt. Auf deren Basis können die Werte jedes einzelnen Punktes errechnet werden.

Bei den Brennstoffkosten wird ebenfalls jeder einzelne Wert innerhalb des Zeitraums von 0 bis 730 Tagen errechnet. Nach Errechnung der Werte für die Revisions-, die Ersatzstrom- und die Brennstoffkosten werden die jeweiligen Werte addiert.

Die Werte werden in das Diagramm des Tabellenblattes "Optimierung" eingetragen, wo zur Übersicht auch die Werte der IRZ sowie der Funktionen $K(e)$ und $K(b)$ angegeben werden.

Entsprechend der Ergebniswerte wird das Diagramm "Optimierung" gezeichnet. Der minimale Wert wird in der Tabelle neben dem Diagramm mit seinen Werten geschrieben.

Überprüfung der Daten

Zur Überprüfung der Daten kann in das Tabellenblatt "Werte" eingesehen werden. Hier werden nach Errechnung des Optimums sämtliche Werte zu Brennstoff- und Revisionskosten sowie das Optimum angegeben.

Lebenslauf

Name	Eberhard Grauf
geboren	am 25. Januar 1947 in Heilbronn
Familienstand	verheiratet, zwei Kinder

Schulische Ausbildung und Wehrdienst

1953 – 1957	Grundschule Heilbronn
1957 – 1963	Realschule Heilbronn
1966 – 1968	Wehrdienst
1998 – 2000	Qualifizierung für Promotionszulassung an der Universität Stuttgart Fakultät Energietechnik (2 Semester gemäß Beschluss Eignungsfeststellungsverfahren)

Beruflicher Werdegang

1963 – 1966	Mechanikerlehre
1968 – 1972	Studium der Physikalischen Technik an der FH Heilbronn
seit 1972	Mitarbeiter der Gemeinschaftskernkraftwerk Neckar GmbH Neckarwestheim;

