

EUR 4474 d

KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

**STUDIE ÜBER DIE OPTIMALE VERWERTUNG
VON PLUTONIUM
IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT**

von

**G. MEMMERT und H. WELLMANN
(INTERATOM)**

1970



Bericht abgefasst von INTERATOM
Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg/Köln - Deutschland
EURATOM-Vertrag Nr. 037-67-7 ECID

HINWEIS

Das vorliegende Dokument ist im Rahmen des Forschungsprogramms der Kommission der Europäischen Gemeinschaften ausgearbeitet worden.

Es wird darauf hingewiesen, daß die Kommission der Europäischen Gemeinschaften, ihre Vertragspartner und die in deren Namen handelnden Personen :

keine Gewähr dafür übernehmen, daß die in diesem Dokument enthaltenen Informationen richtig und vollständig sind, oder daß die Verwendung der in diesem Dokument enthaltenen Informationen oder der in diesem Dokument beschriebenen technischen Anordnungen, Methoden und Verfahren nicht gegen gewerbliche Schutzrechte verstößt ;

keine Haftung für die Schäden übernehmen, die infolge der Verwendung der in diesem Dokument enthaltenen Informationen, oder der in diesem Dokument beschriebenen technischen Anordnungen, Methoden oder Verfahren entstehen könnten.

Dieser Bericht wird in den auf der vierten Umschlagseite genannten Vertriebsstellen

zum Preise von DM 6,20 FF 9,45 FB 85,— Lit. 1.060 Fl. 6,20
--

verkauft.

Es wird gebeten, bei Bestellungen die EUR-Nummer und den Titel anzugeben, die auf dem Umschlag jedes Berichts aufgeführt sind.

Gedruckt von L. Vanmelle, Gand
Luxemburg, Mai 1970

Das vorliegende Dokument wurde an Hand des besten Abdruckes vervielfältigt, der zur Verfügung stand.

EUR 4474 d

STUDIE UBER DIE OPTIMALE VERWERTUNG VON PLUTONIUM
IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT von G. MEMMERT und H. WELL-
MANN (INTERATOM)

Kommission der Europäischen Gemeinschaften
Bericht abgefasst von INTERATOM
Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg/Köln (Deutschland)
Euratom-Vertrag Nr. 037-67-7 ECID
Luxemburg, Mai 1970 — 68 Seiten — 18 Abbildungen — FB 85

In dieser Studie wird für eine Reihe verschiedener aus Konventionellen und nuklearen Kraftwerken zusammengesetzten Systeme untersucht, in welcher Weise das entstehende Plutonium verwendet werden soll. Insbesondere wird danach gefragt, ob dieses Plutonium für die Verwendung in späteren Schnellen Brütern gespeichert oder ob es unmittelbar in die thermischen Reaktoren zurückgeführt werden soll. Zugleich wird in dieser Studie untersucht, ob es zweckmäßig sein

EUR 4474 d

STUDY ON THE OPTIMUM USE OF PLUTONIUM IN THE POWER
INDUSTRY by G. MEMMERT and H. WELLMANN (INTERATOM)

Commission of the European Communities
Report prepared by INTERATOM
Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg/Köln (Germany)
Euratom Contract No. 037-67-7 ECID
Luxemburg, May 1970 — 68 Pages — 18 Figures — FB 85

An investigation is made into the ways of using the plutonium produced in a number of different systems composed of conventional and nuclear power stations. In particular, the question arises whether this plutonium should be accumulated for later use in fast breeders or whether it should be recycled directly into the thermal reactors. At the same time the study deals with the question of whether it might be useful to construct special reactors, e.g., fast converters, which have a particularly high plutonium yield but are also very costly.

EUR 4474 d

STUDY ON THE OPTIMUM USE OF PLUTONIUM IN THE POWER
INDUSTRY by G. MEMMERT and H. WELLMANN (INTERATOM)

Commission of the European Communities
Report prepared by INTERATOM
Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg/Köln (Germany)
Euratom Contract No. 037-67-7 ECID
Luxemburg, May 1970 — 68 Pages — 18 Figures — FB 85

An investigation is made into the ways of using the plutonium produced in a number of different systems composed of conventional and nuclear power stations. In particular, the question arises whether this plutonium should be accumulated for later use in fast breeders or whether it should be recycled directly into the thermal reactors. At the same time the study deals with the question of whether it might be useful to construct special reactors, e.g., fast converters, which have a particularly high plutonium yield but are also very costly.

EUR 4474 d

STUDY ON THE OPTIMUM USE OF PLUTONIUM IN THE POWER
INDUSTRY by G. MEMMERT and H. WELLMANN (INTERATOM)

Commission of the European Communities
Report prepared by INTERATOM
Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg/Köln (Germany)
Euratom Contract No. 037-67-7 ECID
Luxemburg, May 1970 — 68 Pages — 18 Figures — FB 85

An investigation is made into the ways of using the plutonium produced in a number of different systems composed of conventional and nuclear power stations. In particular, the question arises whether this plutonium should be accumulated for later use in fast breeders or whether it should be recycled directly into the thermal reactors. At the same time the study deals with the question of whether it might be useful to construct special reactors, e.g., fast converters, which have a particularly high plutonium yield but are also very costly.

könnte, spezielle Reaktoren, z.B. Schnelle Konverter, zu bauen, die eine besonders hohe Plutoniumproduktion, allerdings auch hohe Kosten haben.

Die wichtigsten allgemeinen Ergebnisse dieser Untersuchungen sind :

1) In allen betrachteten **kostenoptimalen** Systemen treten Reaktoren mit Plutoniumrückführung auf. Läßt man diese Typen nicht zu und speichert das aus Leichtwasserreaktoren gewonnene Plutonium bis zur Verwendung in Schnellen Brütern, so werden die Kosten für das gesamte System höher ;

2) Die Verwendung von Schnellen konvertern bringt Kostenvorteile. Dies gilt auch dann, wenn diese Reaktoren nur für eine Übergangsperiode von wenigen Jahren auftreten.

The most important overall results of these investigations are the following :

1) Reactors with plutonium recycling are most favourable for all the **optimum cost** systems considered. If these types are not accepted and the plutonium obtained from light water reactors is accumulated for use in fast breeders, then costs for the whole system rise ;

2) The use of fast converters is advantageous from the cost angle. This also applies if such reactors are only in use for a transition period of a few years.

The most important overall results of these investigations are the following :

1) Reactors with plutonium recycling are most favourable for all the **optimum cost** systems considered. If these types are not accepted and the plutonium obtained from light water reactors is accumulated for use in fast breeders, then costs for the whole system rise ;

2) The use of fast converters is advantageous from the cost angle. This also applies if such reactors are only in use for a transition period of a few years.

The most important overall results of these investigations are the following :

1) Reactors with plutonium recycling are most favourable for all the **optimum cost** systems considered. If these types are not accepted and the plutonium obtained from light water reactors is accumulated for use in fast breeders, then costs for the whole system rise ;

2) The use of fast converters is advantageous from the cost angle. This also applies if such reactors are only in use for a transition period of a few years.

EUR 4474 d

KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

STUDIE ÜBER DIE OPTIMALE VERWERTUNG
VON PLUTONIUM
IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT

von

G. MEMMERT und H. WELLMANN
(INTERATOM)

1970



Bericht abgefasst von INTERATOM
Internationale Atomreaktorbau GmbH, Bensberg/Köln - Deutschland
EURATOM-Vertrag Nr. 037-67-7 ECID

ZUSAMMENFASSUNG

In dieser Studie wird für eine Reihe verschiedener aus Konventionellen und nuklearen Kraftwerken zusammengesetzten Systeme untersucht, in welcher Weise das entstehende Plutonium verwendet werden soll. Insbesondere wird danach gefragt, ob dieses Plutonium für die Verwendung in späteren Schnellen Brütern gespeichert oder ob es unmittelbar in die thermischen Reaktoren zurückgeführt werden soll. Zugleich wird in dieser Studie untersucht, ob es zweckmäßig sein könnte, spezielle Reaktoren, z.B. Schnelle Konverter, zu bauen, die eine besonders hohe Plutoniumproduktion, allerdings auch hohe Kosten haben.

Die wichtigsten allgemeinen Ergebnisse dieser Untersuchungen sind:

1) In allen betrachteten **kostenoptimalen** Systemen treten Reaktoren mit Plutoniumrückführung auf. Läßt man diese Typen nicht zu und speichert das aus Leichtwasserreaktoren gewonnene Plutonium bis zur Verwendung in Schnellen Brütern, so werden die Kosten für das gesamte System höher;

2) Die Verwendung von Schnellen konvertern bringt Kostenvorteile. Dies gilt auch dann, wenn diese Reaktoren nur für eine Übergangsperiode von wenigen Jahren auftreten.

SCHLAGWORTE

PLUTONIUM
INDUSTRY
POWER
E F F B R
CONVERTERS
L W C A
COST

Inhaltsverzeichnis

	<u>Seite</u>
1. <u>Einleitung</u>	1
1.1 Allgemeine Problemstellung	1
1.2 Optimale Kraftwerkssysteme	3
2. <u>Methode</u>	4
2.1 Übersicht	4
2.2 Stromerzeugungskosten	8
2.2.1 Investitionskosten	8
2.2.2 Betriebskosten	9
2.2.3 Brennstoffkosten	9
2.2.4 Stromerzeugungskosten	12
2.2.5 Massenbilanzfaktoren bei Kernkraftwerken	14
2.3 Integrale Optimierungsmethode von Kraftwerkssystemen	16
2.3.1 Leistung und Jahreslastkurve	16
2.3.2 Kostenfunktion	17
2.3.3 Nebenbedingungen	18
2.3.4 Kurzfristige Optimierung	22
2.3.5 Berechnungsmethoden	23
3. <u>Kostenmäßige Bewertung der künstlichen Spaltisotope</u>	23
3.1 Allgemeine Bemerkung	23
3.2 Nutzen und Grenzpreis des Plutoniums in optimalen Systemen	29
3.3 Ein einfaches Modellbeispiel	36
3.4 Der Grenzpreis des Plutoniums für verschiedene Kraftwerkssysteme	40
4. <u>Erläuterungen zu zwei Referenzsystemen</u>	42
4.1 Das System: Konv. KW, LWR(U), LWR(U+Pu)	43
4.2 Das System: Konv. KW, LWR(U), LWR(U+Pu), SB(PuO ₂), SB(UO ₂)	45
5. <u>Ergebnisse und Schlußfolgerungen</u>	47

1. Einleitung *)

1.1 Allgemeine Problemstellung

Im Verlauf der nächsten Jahre werden beim Betrieb der bereits gebauten oder zur Zeit geplanten Kernreaktoren große Mengen an Plutonium entstehen, über deren zweckmäßigste Verwendung noch keine einhellige Meinung besteht. Während einerseits die besonders wirtschaftliche, wenn auch relativ späte Ausnutzung in Schnellen Brütern angestrebt wird, besteht andererseits die Absicht, das erbrütete Plutonium zum Teil an Stelle des U 235 in thermischen Reaktoren zu verwenden und erst später, wenn Schnelle Brüter in großer Zahl installiert werden können, das erzeugte Plutonium ausschließlich für Schnelle Brüter zur Verfügung zu stellen. Darüber hinaus wird die Meinung vertreten, daß es vielleicht zweckmäßig sei, spezielle Reaktoren zu bauen, deren hohe Plutonium-Produktionshelfen könnte, die wirtschaftlich günstigen Schnellen Brüter rascher zum Einsatz zu bringen.

Damit treten folgende Probleme auf:

- 1) Soll das in den zur Zeit bekannten Konvertern (z.B. Wasserreaktoren) gewonnene Plutonium für die Verwendung in Schnellen Brütern, die erst 1980 bis 1985 zum Einsatz kommen, aufgespart werden, oder soll es in thermischen Reaktoren ausgenutzt werden ?
- 2) Welche der thermischen Reaktoren erweisen sich für die eventuelle Ausnutzung des Pu als besonders günstig ? (Pu-angereicherte Leicht- oder Schwerwasserreaktoren, usw.)
- 3) Ist es zweckmäßig, Konverter mit großer Pu-Produktion zu entwickeln (z.B. thermischer Konverter, Schnelle Konverter, d.h. Schnelle Brüter mit U 235-Anreicherung) ?

Offensichtlich wird die Antwort auf diese Fragen von der Bewertung des Plutoniums abhängen und diese davon, ob das betrachtete System von Kraftwerken hinsichtlich des Plutoniums abgeschlossen ist oder nicht. Dabei soll ein System als abgeschlossen gelten, wenn das benötigte

*) Manuskript erhalten am 3. Juni 1969

Plutonium nur aus der systemeigenen Produktion bezogen werden kann und Plutonium nicht nach außen abgegeben wird. Ein offenes System dagegen soll Plutonium beschränkt oder unbeschränkt ankaufen und/oder verkaufen können.

Wahrscheinlich werden in Zukunft die Kraftwerkssysteme hinsichtlich der künstlichen Spaltisotope abgeschlossen sein. Wie in Abschnitt 3 dieser Studie gezeigt wird, darf bei der Bestimmung der optimalen Zusammensetzung abgeschlossener Systeme eine Bewertung des Plutoniums nicht erfolgen, so daß dem Plutonium also formal der Preis Null zugeordnet werden muß. Dies gilt jedoch nur für die Optimierung des Systems und schließt nicht aus, daß dem Plutonium ein Nutzen oder Preis im Rahmen des betrachteten Systems von Kraftwerken zukommen kann, etwa in der Weise, daß nach dem finanziellen Nutzen oder Nachteil gefragt wird, der mit der Vermehrung oder Verminderung des Plutoniumvorrats im System verknüpft ist. Anders ausgedrückt: das System wird Plutonium nur zu demjenigen Preis verkaufen, der die finanziellen Einbußen, die das System durch die Verringerung seines Spaltstoffvorrates erfährt, genau ausgleicht.

Die bisher bekannten Verfahren zur Untersuchung von Systemen von Kraftwerken, insbesondere bei Beteiligung von verschiedenen Reaktortypen, können zur Beantwortung der oben genannten ökonomischen Fragestellung nicht herangezogen werden. Auch das bisherige Interatom-Programm zur Analyse von Kraftwerkssystemen ist nicht anwendbar, weil das darin verwendete Optimierungsverfahren lediglich eine Optimierung des Zubaus für den nächsten Zeitabschnitt (z.B. ein Jahr), aber auch nur für diesen, darstellt. Damit können Vor- bzw. Nachteile, die sich erst in späteren Zeitabschnitten auswirken werden, nicht erfaßt und nicht berücksichtigt werden. Eine integrale (d.h. über mehrere Zeitabschnitte durchgeführte) Optimierung

im Gegensatz zu der eben erwähnten Kurzzeitorientierung ist gerade bei den Problemen der optimalen Verwendung des Plutoniums von großer Wichtigkeit. Daher ist das bisherige Verfahren in diesem Punkt erweitert worden.

1.2 Optimale Kraftwerkssysteme

Aus der allgemeinen Problemstellung wird bereits deutlich, daß das erbrütete Plutonium je nach der Zusammensetzung und den Eigenschaften des Kraftwerkssystems auf sehr verschiedene Weise verwendet werden wird. So kann allein der Anteil der Kernkraftwerke im gesamten Kraftwerkssystem, bzw. die Geschwindigkeit mit der dieser Anteil anwächst, von entscheidender Bedeutung für das gestellte Problem sein genauso wie die Festlegung, welche Typen von Kernkraftwerken im System auftreten sollen, welches der früheste Zeitpunkt hierfür ist und wie sich ihr Anteil an der gesamten Kapazität des Systems mit der Zeit entwickelt.

Offensichtlich ist die Anzahl solcher denkbarer Systeme unbegrenzt, so daß es nötig ist, "vernünftige" Systeme auszuwählen. Man kann z.B. nach Systemen fragen, die möglichst wenig Uran verbrauchen, oder nach solchen, die möglichst viel Plutonium bzw. $U(233)$ produzieren oder wenigstens soviel, daß sie ihren eigenen Bedarf decken können. Da auch diese Auswahlkriterien die Vielzahl möglicher Systeme nur einengen, nicht jedoch ein bestimmtes System eindeutig festlegen, kann man nach Vor-Auswahlen der eben erwähnten Art schließlich denjenigen Systemen den Vorrang geben, die elektrische Energie am billigsten erzeugen. Dieses Verfahren ist aus mehreren Gründen bedenklich. Verwendet man nämlich die Energieerzeugungskosten als letztes Kriterium nach einer Vor-Auswahl durch andere, so wird man nicht unbedingt das kostenoptimale System schlechthin ermitteln. Andererseits sind viele der üblichen Kriterien (wie z.B. geringer Uranverbrauch, geringer Trennarbeitsbedarf, hohe Spaltisotopenproduktion usw.) letzten Endes auf Kosten zurückführbar.

Da außerdem in marktwirtschaftlich orientierten Volkswirtschaften stets die Tendenz zur Kostenoptimierung vorherrschen wird, sollen im folgenden die Kraftwerkssysteme nach dem Prinzip minimaler mittlerer Stromerzeugungskosten bestimmt werden.

Aus diesem Grunde sind im nächsten Abschnitt 2., der die Methode ausführlich behandelt, die Formeln zur Berechnung der Stromerzeugungskosten an den Anfang gestellt.

Diese hängen von den Kosten für die verschiedenen Materialien und für die Herstellung und Aufbereitung des Brennstoffs, von den Zinskosten und Annuitäten, den Kosten für die Kraftwerksanlagen und die Reserven und von der Auslastung ab. Zu diesen Ausdrücken für die Stromerzeugungskosten kommen mehrere Nebenbedingungen hinzu. So kann z.B. bei abgeschlossenen Systemen nicht mehr spaltbares Plutonium (bzw. U(233)) verwendet werden, als in Konvertern und Brütern produziert worden ist. Andere Nebenbedingungen, welche die Kostenoptimierung einschränken, berücksichtigen die endliche Lebensdauer der Kraftwerke oder die Tatsache, daß neue Kraftwerkstypen mit möglicherweise niedrigeren Stromerzeugungskosten sich nur allmählich in einem System durchsetzen und erst nach einigen Jahren den ihnen aus Kostengründen zukommenden Anteil an der Gesamtkapazität einnehmen werden.

2. Methode

2.1 Übersicht

Die folgende Tabelle 1 gibt in üblicher Weise einen Überblick über die Stromerzeugungskosten verschiedener Kraftwerke, wobei für alle Typen eine Auslastung von 90 % zugrunde gelegt ist.

Tab. 1 Stromerzeugungskosten einiger Kernkraftwerke
bei einem Lastfaktor von 90 % in Dpf/kWh

LWR(U)	LWR(U+Pu)	NA-BR-PU- OXYD	NA-BR-PU- KARBID
1,71	1,76	1,51	1,35

Solche Zusammenstellungen werden in der Literatur oft gegeben, ohne zu vermerken, daß die genannten Werte sehr stark von der Auslastung abhängen. In Abb. 1 sind die Jahreskosten [DM/kWa] für mehrere Kraftwerkstypen in Abhängigkeit von der Auslastung dargestellt. Man erkennt, daß es kein kostenmäßig günstigstes Kraftwerk gibt, sondern nur, daß es z.B. im niedrigsten Auslastungsbereich am günstigsten ist, ein konventionelles Kraftwerk zu benutzen, während man für hohe Auslastungen Brüter und im Zwischenbereich Leichtwasser-Reaktoren verwenden sollte.

Eine in diesem Zusammenhang wichtige Darstellung gibt die Jahresdauerlinie der Bundesrepublik in Abb. 2, nämlich den Zusammenhang zwischen dem Kapazitätsanteil eines Kraftwerks und seiner Auslastung. Man entnimmt hieraus

z.B., daß im Jahresmittel etwa 5 % der Kraftwerke mit einer Auslastung von mindestens 55 % und höchstens 65 % arbeiten. Außerdem zeigt diese Darstellung, daß 24 % der gesamten Kapazität dauernd arbeiten (Grundlast), während bezogen auf die Engpaßleistung (100 %) der höchste Leistungsbedarf nur 85 % beträgt und somit eine Reserve von 15 % vorhanden ist. Die mittlere Auslastung des Systems ergibt sich aus dieser Darstellung zu 48 %.

Überlagert man beide Darstellungen (Abb. 3), so sieht man, daß bei der in Abb. 1 gegebenen Kostenstruktur in kostenoptimalen Systemen die Brüter sich vor allem in der Grundlast befinden und einen Anteil von 52 % an der Gesamtkapazität einnehmen, während der Anteil der Wasserreaktoren 12 % und der der konventionellen Kraftwerke 36 % beträgt. Zugleich wird aus Abb. 3 deutlich, daß jede andere Kapazitätsaufteilung die mittleren Stromerzeugungskosten des Systems nur erhöhen kann.

Die so ermittelte optimale Aufteilung wird allerdings im allgemeinen nicht auftreten. Liegt z.B. in irgend einem Jahr ein System bestimmter Zusammensetzung vor, so kann bereits im darauf folgenden Jahr das System sicher nicht die kostenoptimale Zusammensetzung annehmen, da es fast immer unökonomisch wäre, noch nicht abgeschriebene Kraftwerke zugunsten neuer stillzulegen. Optimiert werden kann daher nur der Zubau von Kraftwerken, deren Gesamtbetrag sich aus dem jeweiligen Anwachsen des Leistungsbedarfs und aus der durch die Stilllegung alter Kraftwerke freigewordenen Kapazität ergibt. Die genaue Formulierung dieser die Optimierung einschränkenden Bedingung erfolgt in 2.3.3.

Ein Sonderfall liegt nur dann vor, wenn ähnliche Reaktortypen, z.B. Leichtwasserreaktoren mit Uran(235) und/oder mit Plutonium angereichert werden können, wobei die Struktur des Reaktorkerns unverändert bleibt. Entsprechendes gilt für Schnelle Brüter und Schnelle Konverter, die ebenfalls bis auf die Anreicherung mit Pu bzw. U(235) gleich sind. In beiden Fällen müssen die genannten ähnlichen Reaktoren wegen ihrer durchaus verschiedenen Kostenstruktur als verschieden angesehen werden. Nur die Lebensdauer ist eine Eigenschaft der übergeordneten Typen, d.h. der Leichtwasserreaktoren bzw. der Schnellen Reaktoren, und daher gilt die einschränkende Nebenbedingung des letzten Absatzes nicht für die ähnlichen Typen einzeln. Vielmehr kann einer dieser Typen je nach der Situation zugunsten des anderen schneller ausgetauscht werden, sofern dies kostenoptimal ist. Dieser Sachverhalt ist in 2.3.3.3 genauer formuliert.

Die bereits erwähnten Materialbilanzen und die Beschränkung der Zuwachsraten werden in den Abschnitten 2.3.3.4 bzw. 2.3.3.2 behandelt und vervollständigen so das Schema der Nebenbedingungen, das die Kostenoptimierung einengt. Diese kann im vorliegenden Rechenprogramm nach mehreren Prinzipien erfolgen.

Im einfachsten Fall wird der Zubau an Kraftwerken der verschiedenen zugelassenen Typen so bestimmt, daß bei Beachtung der Nebenbedingungen die Stromerzeugungskosten im nächsten Zeitabschnitt (z.B. ein Jahr) minimal werden. Dieser "Kurzzeitoptimierung" steht die "Langzeitoptimierung" gegenüber, bei der ebenfalls die jährliche Kapazitätserweiterung der zugelassenen Typen ermittelt wird, jedoch so, daß das System über einen längeren Zeitabschnitt (bis zu 50 Jahre) kostenoptimal wird. Bei dieser Langzeitoptimierung muß festgelegt werden, ob die Gesamtkosten über den langen Zeitabschnitt einfach

durch Summieren der Jahreskosten entstehen (Akkumulieren) oder ob die jeweiligen Jahreskosten auf einen bestimmten Zeitpunkt aktualisiert werden und erst dann zu den Gesamtkosten aufsummiert werden. Alle in Abschnitt 4 bzw. 5 genannten Ergebnisse von Langzeitoptimierung sind Optimierungen nach Aktualisierung. Die vollständigen Optimierungsgleichungen sind in Abschn. 2.3 zusammengestellt.

2.2 Stromerzeugungskosten

Die Stromerzeugungskosten von Kernkraftwerken setzen sich additiv aus den Investitionskosten, Betriebskosten und Brennstoffkosten zusammen.

Im folgenden werden diese drei Anteile näher behandelt.

2.2.1 Investitionskosten

Die spezifischen, auf die Energieeinheit bezogenen Investitionskosten umfassen den Barwert der Anlagekosten, der aus den Bauzinsen, den direkten und indirekten Anlagekosten resultiert und über einen vorgegebenen Zeitraum verzinst, versteuert und abgeschrieben wird.

Unter Verwendung der Abkürzungen

k_I (DM/kW h)	:	spezifische Investitionskosten
K_A (DM/kW _{e1})	:	Barwert der Anlagekosten
\mathcal{L} (1)	:	Auslastung des Kraftwerks
α ($\frac{1}{a}$)	:	Annuität plus Versicherungssatz

kann man für die Investitionskosten schreiben:

$$k_I = \frac{\alpha K_A}{8760 \cdot \mathcal{L}}$$

Die Annuität ist gegeben durch

$$\alpha = \frac{R + S}{1 - (1 + R + S)^{-L}} + P$$

mit:

R (1/a)	:	Zinssatz
S (1/a)	:	Steuersatz
L (a)	:	Abschreibungszeit oder Lebensdauer
P (1/a)	:	Versicherungssatz

2.2.2 Betriebskosten

Die jährlichen Betriebskosten K_B (DM/a) beinhalten die Personalkosten und allgemeine Wartungskosten.

Für den spezifischen Betriebskostenanteil k_B (DM/kWh) an den Stromerzeugungskosten kann man schreiben

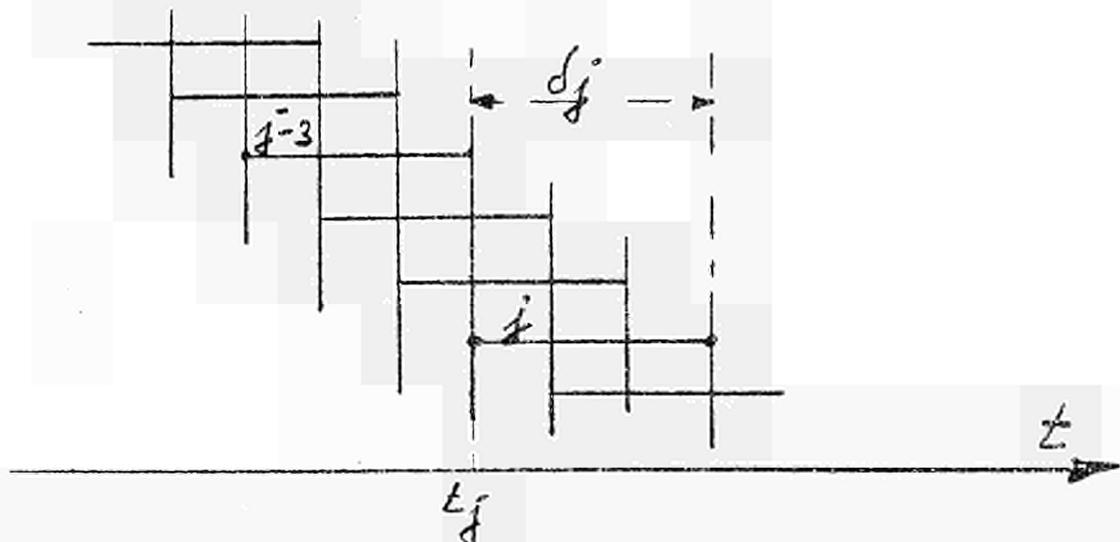
$$k_B = \frac{K_B}{8760 \cdot L \cdot N_{el}}$$

Dabei ist N_{el} (kW) die elektrische Nettoleistung des Kraftwerks.

2.2.3 Brennstoffkosten

Der Berechnung der Brennstoffkreislaufkosten liegt folgende Modellvorstellung zugrunde:

Jede Reaktorzone wird mit Teilladungen beschickt; bei jeder Beschickung erfolgt die Entnahme einer anderen, früher eingesetzten Teilladung.



Obige Skizze zeigt als Beispiel das Beladeschema einer Reaktorzone 1 mit drei Teilladungen:

Zum Zeitpunkt t_j werde die Teilladung j mit der Standzeit δ_j eingesetzt, und die Teilladung $(j-z_1)$ entnommen, wobei z_1 die Teilladungszahl der Zone 1 ist.

Damit kann man die Kostenbetrachtung an den Teilladungen vornehmen, wenn man den Gleichgewichtszustand eines Reaktors betrachtet, in dem in jeder Reaktorzone nur identische Teilladungen eingesetzt werden.

Bezeichnet man mit k_1 ($\frac{\text{DM}}{\text{a}}$) die Jahreskosten einer Teilladung (TL) der Zone 1, dann gilt für die spezifischen, auf die Energieeinheit bezogenen Brennstoffkosten k_{BR} (DM/kWh) eines Reaktors im Gleichgewichtszustand

$$k_{\text{BR}} = \frac{\sum_1 z_1 k_1}{8760 \cdot \eta \cdot N_{e1}} \quad (\text{DM/kWh})$$

Die Summation erfolgt über alle Reaktorzonen 1.

Die Jahreskosten k_1 erhält man, indem man sämtliche Kosten einer TL auf ihren Einsatzzeitpunkt aktualisiert und über die Standzeit der TL verzinst und abschreibt.

Mit den Abkürzungen

- k_1^0 (DM) : auf den Einsatzzeitpunkt aktualisierte Anschaffungskosten einer Gleichgewichtsteilladung der Zone 1
- k_1^1 (DM) : auf den Entnahmezeitpunkt aktualisierte Netto-Rückvergütungen einer Gleichgewichtsteilladung der Zone 1
- δ_1 (a) : Standzeit einer TL der Zone 1, $\eta \delta_1$ ist dann die Vollaststandzeit
- ρ_1 (1) : Anteil der frischen Teilladung bei der Reservehaltung in Zone 1

folgt für die Jahreskosten

$$k_1 \left(\frac{DM}{a} \right) = \left\{ \left(\frac{R}{1 - (1+R)^{-\delta_i}} \right) + \rho_i R \right\} k_1^0 - \left(\frac{R (1+R)^{-\delta_i}}{1 - (1+R)^{-\delta_i}} \right) k_1^1$$

Die Reservehaltung geht nur über die Verzinsung des Anschaffungswertes ein.

Die Anschaffungskosten k_1^0 umfassen alle Kostenkomponenten, die den Neuwert einer Teilladung bestimmen, verzinst über die jeweiligen Vor-Core-Zeiten und versteuert über die Vor-Core-Zeiten und die halbe Incorezeit; die Kosten k_1^1 berücksichtigen alle Kostenkomponenten, die den Restwert einer Teilladung ausmachen, verzinst über die jeweiligen Nach-Core-Zeiten und versteuert über die Nach-Core-Zeiten und die halbe In-Core-Zeit. Der Versteuerung liegt die Annahme zugrunde, daß die Wertabnahme einer Teilladung während der Standzeit linear erfolgt.

Mit

G_1^0 (kg_{SM}) : Gesamtmasse der schweren Kerne einer frischen Teilladung in Zone 1

G_1^1 (kg_{SM}) : Gesamtmasse der schweren Kerne einer abgebrannten Teilladung in Zone 1

$\rho_1 = \frac{G_1^1}{G_1^0}$ (1) : Massenverhältnis

$x_{1,r}^0$ (1) : Anteil der Komponente r an G_1^0 in Zone 1

$x_{1,r}^1$ (1) : Anteil der Komponente r an G_1^1 in Zone 1

$\beta_{1,r}^0 \left(\frac{\text{DM}}{\text{kg}_{\text{SM}}} \right)$: Kosten der Komponente r
(Spaltstoff, Brutstoff, Fabrikation usw.)

$\beta_{1,r}^1 \left(\frac{\text{DM}}{\text{kg}_{\text{SM}}} \right)$: Kosten der Komponente r
Aufarbeitung, Spaltstoff, Brutstoff usw.)

$\delta_{1,r}^0 (a)$: Vor-Core-Zeit bezüglich Komponente r

$\delta_{1,r}^1 (a)$: Nach-Core-Zeit bezüglich Komponente r

gelten für k_1^0 und k_1^1 die Beziehungen

$$k_1^0 (\text{DM}) = G_1^0 \sum_r x_{1,r}^0 \beta_{1,r}^0 \cdot (1+R)^{\delta_{1,r}^0} \left\{ 1 + \frac{S}{R} \left[1 - (1+R)^{-\delta_{1,r}^0 - \frac{1}{2} \delta_{1,r}^0} \right] \right\}$$

$$k_1^1 (\text{DM}) = G_1^0 \beta_1 \sum_r x_{1,r}^1 \beta_{1,r}^1 \cdot (1+R)^{-\delta_{1,r}^1} \left\{ 1 + \frac{S}{R} \left[1 - (1+R)^{-\delta_{1,r}^1 + \frac{1}{2} \delta_{1,r}^1} \right] \right\}$$

2.2.4 Stromerzeugungskosten

Wie oben erwähnt, setzen sich die spezifischen Stromerzeugungskosten k (DM/kWh) additiv aus den spezifischen Investitionskosten, Betriebskosten und Brennstoffkosten zusammen:

$$k \left(\frac{\text{DM}}{\text{kWh}} \right) = \frac{\alpha K_A + K_B / N_{el}}{8760 \cdot \partial \epsilon} +$$

$$+ \frac{\frac{1}{N_{el}} \sum_1 z_1 G_1^0 \left\{ \frac{R}{1 - (1+R)^{-\delta_i}} + \rho_i \cdot R \right\} k_i^0 - \frac{R(1+R)}{1 - (1+R)^{-\delta_i}} k_i^1}{8760 \cdot \partial \epsilon}$$

$$k_i^0 = \frac{k_i^0}{G_i^0}, \quad k_i^1 = \frac{k_i^1}{G_i^1}$$

Die Jahreskosten (DM/kW_{el}.a) erhält man aus

$$F(\text{DM/kW}_{el}.a) = 8760 \cdot \mathcal{H} \cdot k$$

Im Grenzwert $\mathcal{H} = 0$ bzw. $\sigma_1 = \infty$ geht die Gleichung für die Jahreskosten über in

$$F(\mathcal{H}=0) = \alpha K_A + \frac{K_B}{N_{el}} + \frac{R+S}{N_{el}} \sum_i \left\{ z_i G_i^0 (1 + \rho_i) \sum_r (x_{i,r}^0 \beta_{i,r}^0 (1+R)^{\sigma_{i,r}^0}) \right\}$$

Diese Gleichung zeigt, daß bei $\mathcal{H} = 0$ der Brennstoffkostenanteil an den Stromkosten nur mit den Zins- und Steuerbelastungen des frischen Brennstoffs eingeht. Dieser Anteil ist ein reiner Fixkostenanteil.

Bei von Null verschiedenem \mathcal{H} erhält man näherungsweise die Aufspaltung der Jahreskosten in variable und fixe Kosten, wenn man die Potenzfunktionen in der Gleichung für die Jahreskosten bis zu den quadratischen Gliedern entwickelt.

Die fixen Jahreskosten F^f (DM/kWa) und die variablen Jahreskosten F^v (DM/kWa) sind durch folgende Gleichungen gegeben:

$$F^f \text{ (DM/kW.a)} = \alpha K_A + \frac{K_B}{N_{el}} + \frac{1}{N_{el}} \sum_i \left\{ z_i G_i^0 \left[\frac{1}{2} (R+S) + \rho_i R \right] \sum_r x_{i,r}^0 \beta_{i,r}^0 + \frac{1}{2} (R+S) \sum_r x_{i,r}^1 \beta_{i,r}^1 \right\}$$

$$F^V \text{ (DM/kW.a)} = \frac{1}{N_{el}} \sum_i \frac{z_i \cdot G_i^0}{\sigma_i}$$

$$\cdot \left\{ \sum_r x_{1,r}^0 \beta_{1,r}^0 \left[1 + \frac{R}{2} + (R+S) \cdot \delta_{1,r}^0 \right] - \right.$$

$$\left. - \sum_i \sum_r x_{1,r}^1 \beta_{1,r}^1 \left[1 + \frac{R}{2} - (R+S) \cdot \delta_{1,r}^1 \right] \right\}$$

Der Fixkostenanteil der Brennstoffkosten enthält die Zins- und Steuerbelastungen des Reaktorinventars und der Reserveelemente.

Der variable Kostenteil weist die Kosten für den Wertverlust während des Abbrandes und die Zins- und Steuerkosten für das Ex-Core-Inventar aus.

2.2.5 Massenbilanzfaktoren bei Kernkraftwerken

Neben den Strömerzeugungskosten stellen die spezifischen Massenbilanzfaktoren ein wichtiges Beurteilungskriterium für Kernkraftwerke dar. Sie sind ein Maß dafür, wie groß z.B. der Spaltstoffbedarf pro Vollastjahr ist, und welche Spaltstoffmengen im Inventar gebunden sind.

1) Beladefaktoren

Die Beladefaktoren geben die mittleren, durch den Abbrand bedingten Durchsätze bei der Brennelementfabrikation pro Vollastjahr für eine Materialkomponente r an. Der Index r steht für Natururan, angereichertes Uran, Uran-235, Plutonium, Thorium, Uran-233, usw.

Mit

$d^{r,0}$ ($\frac{\text{kg}}{\text{kW}_{el} \cdot \text{a} \cdot \text{Vollast}}$) : Beladefaktor der Materialkomponente r eines Reaktors

kann man schreiben:

$$d^{r,0} = \sum_i \left(\frac{z_i G_i^0 x_{i,r}^0}{N_{el} \cdot \mathcal{K} \cdot \delta_i} \right)$$

2) Entnahmefaktoren

Die Entnahmefaktoren messen die mittleren, durch den Abbrand bedingten Durchsätze bei der Brennelement-aufarbeitung pro Vollastjahr für eine Komponente r

Mit:

$$d^{r,1} \left(\frac{(\text{kg})}{\text{kW}_{el} \cdot a_{\text{Vollast}}} \right) : \text{Entnahmefaktor der Komponente r}$$

gilt die Beziehung

$$d^{r,1} = \sum_i \left(\frac{z_i G_i^0 \varphi_i x_{i,r}^1}{N_{el} \cdot \mathcal{K} \cdot \delta_i} \right)$$

3) Verbrauchsfaktoren

Die mittleren Verbrauchsfaktoren für die r-te Komponente pro Vollastjahr sind gegeben durch

$$\begin{aligned} v_r \left(\frac{(\text{kg})}{\text{kW}_{el} \cdot a_{\text{Vollast}}} \right) &= d^{r,0} - d^{r,1} \\ &= \sum_i \left(\frac{z_i G_i^0 (x_{i,r}^0 - \varphi_i x_{i,r}^1)}{N_{el} \cdot \mathcal{K} \cdot \delta_i} \right) \end{aligned}$$

4) Inventarfaktoren

Die Inventarfaktoren geben an, welche Mengen der Komponente r pro Leistungseinheit erforderlich sind, um ein Kernkraftwerk zu installieren.

$$I^r \left(\frac{(\text{kg})}{\text{kW}_{el}} \right) = \frac{\sum_i z_i G_i^0 x_{i,r}^0}{N_{el}}$$

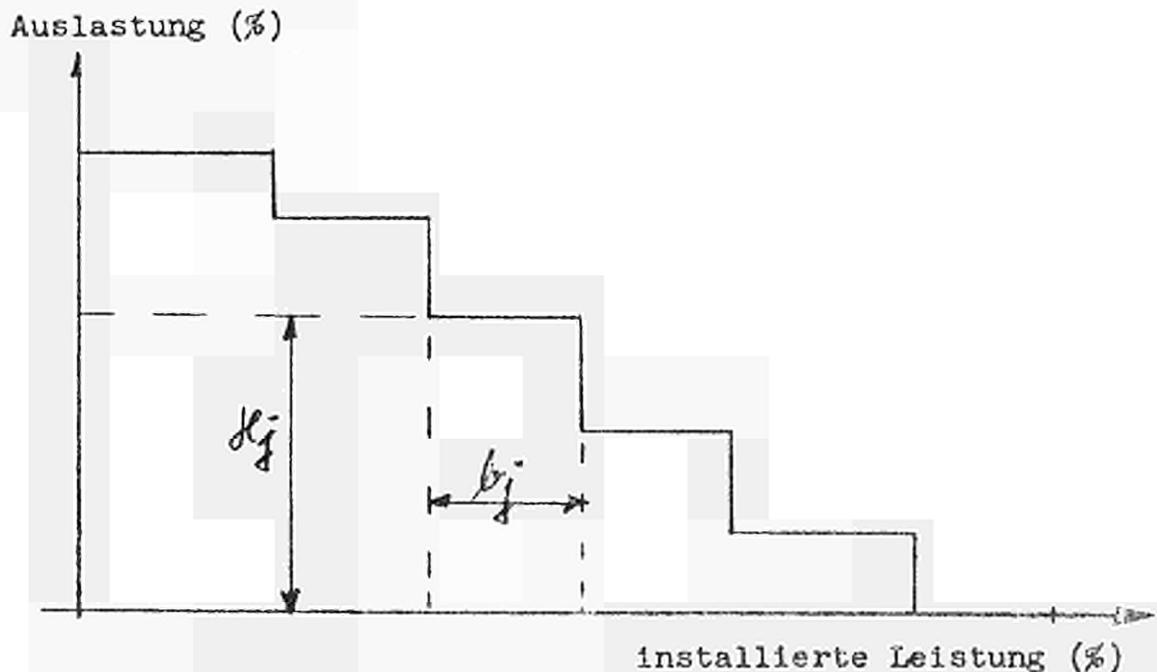
Da die $x_{i,r}$ Anteile einer Gleichgewichtsteilladung sind, sind die I^r bei Teilladungsbetrieb nicht die Erst-Core-Inventarfaktoren.

2.3 Integrale Optimierungsmethode von Kraftwerkssystemen

Bei der integralen Optimierung von Kraftwerkssystemen wird unter Berücksichtigung der verschiedensten Nebenbedingungen die kostenoptimale Kapazitätsverteilung von N Kraftwerkstypen über einen Zeitraum von M Jahren gesucht.

2.3.1 Leistung und Jahreslastkurve

Man geht davon aus, daß für den betrachteten Zeitraum die jährliche Gesamtleistung eines Energieversorgungsnetzes bekannt ist. Die zugrunde gelegte Betriebscharakteristik wird durch eine vorgegebene Jahresdauerlinie beschrieben, die zur Linearisierung des Optimierungsproblems in J Bereiche konstanter Auslastung unterteilt wird.



b_j (1) ist der Anteil des j -ten Bereiches an der gesamten installierten Leistung

Es gilt die Beziehung:

$$\sum_{j=1}^J b_j = 1$$

Mit \mathcal{K}_j (1) sei die Auslastung im Bereich j bezeichnet.

Da die Jahresdauerlinie über die betrachtete Zeitperiode unverändert bleibt, sind die Größen b_j und \mathcal{K}_j zeitunabhängig.

2.3.2 Kostenfunktion

Die zu minimalisierende Kostenfunktion lautet:

$$K = \text{Min} = \sum_{m=1}^M (1+R)^{-m} \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J F_{m,n,j} C_{m,n,j}$$

Dabei bedeuten:

- $m(=1,2 \dots M)$: Index der Jahreszeitschritte
 $n(=1,2 \dots N)$: Index der Kraftwerkstypen
 $j(=1,2 \dots J)$: Index der Auslastungsbereiche
 $F_{m,n,j} \left(\frac{\text{DM}}{\text{kW}_{\text{el}} \cdot \text{a}} \right)$: Jahreskosten des n -ten Kraftwerkstyps im j -ten Auslastungsbereich und m -ten Jahreszeitschritt
 $C_{m,n,j} (\text{kW}_{\text{el}})$: installierte Leistung des n -ten Kraftwerkstyps im j -ten Auslastungsbereich und m -ten Jahreszeitschritt.

Die Kostenfunktion wird durch Summation über die auf den Beginn des betrachteten Zeitraums aktualisierten Jahreskosten des Leistungssystems gebildet. Bei der Minimalisierung dieser Kostenfunktion sind die $C_{m,n,j}$ die Ergebnisgrößen, aus denen nach Summierung

$$C_{m,n} (\text{kW}_{el}) = \sum_{j=1}^J C_{m,n,j}$$

die in jedem Jahreszeitschritt installierte Leistung des n-ten Kraftwerkstyps berechnet werden kann.

Aus der Form dieser Kostenfunktion wird deutlich, daß im Prinzip jeder Kraftwerkstyp, charakterisiert durch seine Jahreskosten $F_{m,n,j}$, in jedem Auslastungsbereich zugelassen wird. Erst durch die Optimierungsrechnung wird der Anteil eines Typs an einem Auslastungsbereich und somit seine mittlere Auslastung im System bestimmt. Damit ist insbesondere die Verteilung der Kraftwerkstypen auf die Reserveleistung (Auslastung = 0) ein Ergebnis der Optimierung.

2.3.3 Nebenbedingungen

Bei der Optimierung der Kostenfunktion sind mehrere Arten von Nebenbedingungen zu erfüllen.

2.3.3.1 Leistungsbedarf

In jedem Jahreszeitschritt muß die vorgegebene Gesamtleistung bereitgestellt werden. Unter Berücksichtigung der Aufteilung der Jahreslastkurve in Bereiche konstanter Auslastung lauten die Leistungsbedingungen

$$\sum_{n=1}^N C_{m,n,j} = b_j \cdot C_m$$

$$m = 1, 2 \dots M, j = 1, 2 \dots J$$

Dabei ist C_m (kW) die geforderte Gesamtleistung im m-ten Zeitschritt.

2.3.3.2 Einlaufbeschränkungen

Mit den Einlaufbeschränkungen wird der optimal mögliche Zubau der Kraftwerkstypen dahingehend eingeschränkt, daß die Gesamtleistung eines neu ins System kommenden Kraftwerkstyps sich nur mit einer bestimmten Verdopplungszeit von einem vorgegebenen Anfangswert aus vergrößern darf. Diese Begrenzungen wirken sich normalerweise nur wenige Jahre aus.

Für die Einlaufbeschränkungen gelten die Ungleichungen

$$\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \alpha_{n,1} C_{m,n,j} \leq A_1 2^{\frac{m-N}{T_1}} y_{m,l}$$

$$y_{m,1} = \begin{cases} 1 & \text{für } m \leq N_1 \\ 0 & \text{" } m > N_1 \end{cases}$$

$$m = 1, 2 \dots M, \quad l = 1, 2 \dots L_1 (\leq N)$$

L_1 ist die Anzahl der in jedem Jahreszeitschritt vorgesehenen Einlaufbeschränkungen.

Mit N_1 sei der Jahreszeitschritt des ersten Einsatzes der durch $\alpha_{n,1} = 1$ ($n=1, 2 \dots N$) charakterisierten Typen in der 1-ten Gruppe bezeichnet.

A_1 (kW_{e1}) ist der Anfangswert im Startzeitpunkt,
 T_1 (a) ist die Verdopplungszeit.

2.3.3.3 Abbaubeschränkung

Die Abbaubeschränkungen entstehen aus der Bedingung, daß ein Kraftwerk während seiner Lebensdauer von L Jahren nicht aus dem Kraftwerkssystem entfernt werden darf. Folglich wird im m -ten Jahreszeitschritt die installierte Leistung eines Kraftwerkstyps (oder einer bestimmten Kraftwerksgruppe aus austauschbaren Kraftwerkstypen) nicht

kleiner werden können als die Gesamtkapazität aller jener Kraftwerke dieses Typs, die ihre Lebensdauer von L Jahren noch nicht erreicht haben. Dieser Sachverhalt muß in einer Fallunterscheidung formuliert werden:

Mit der Annahme $M \leq 2L$ gelten für die Abbaubeschränkungen folgende Ungleichungen:

für $1 \leq m \leq L$ gilt

$$\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \tau_{n,\ell} (C_{m,n,j} - C_{m-1,n,j}) \geq - \sum_{n=1}^N \tau_{n,\ell} \Delta C_{m,n}$$

für $L+1 \leq m \leq 2L$:

$$\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \tau_{n,\ell} (C_{m,n,j} - C_{m-1,n,j} + C_{m-L,n,j} - C_{m-L-1,n,j}) \geq - \sum_{n=1}^N \tau_{n,\ell} \Delta C_{m-L,n}$$

mit

$$\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \tau_{n,\ell} C_{0,n,j} = \sum_{n=1}^N \tau_{n,\ell} C_{0,n}$$

$$m = 1, 2, \dots, M, \ell = 1, 2, \dots, L_2$$

L_2 ist die Anzahl der in jedem Jahreszeitschritt vorgesehenen Abbaubeschränkungen. Die durch $\tau_{n,\ell}$ ($n=1, 2, \dots, N$) charakterisierten Typen in der ℓ -ten Gruppe unterliegen einer gemeinsamen Beschränkung.

Mit ΔC_{mn} ($m=1, 2, \dots, L$) (KW_{e1}) wird die Leistungszunahme des Typ n im Jahre ($L-m+1$) vor Beginn des betrachteten Zeitintervalls, bezeichnet.

$C_{o,n}$ (kW_{e1}) ist die im ersten Jahreszeitschritt schon installierte Leistung des n-ten Typs.

2.3.3.4 Materialbilanz-Gleichungen

Betrachtet man das Kraftwerkssystem über die M Jahreszeitschritte bezüglich der Spaltisotope Plutonium und Uran-233 als ein nach außen abgeschlossenes System, dann gilt die Bedingung, daß in jedem Jahreszeitschritt nicht mehr Plutonium oder Uran-233 im System verbraucht werden darf, als bis dahin die systemeigene Produktion ausmacht. Dabei sind die bei der Fabrikation und Aufarbeitung gebundenen Massen über die Excorezeiten zu berücksichtigen.

Mit den Größen

- d_n^0 ($\frac{\text{kg}}{\text{kW} \cdot a_{\text{Vollast}}}$) : mittlerer spezifischer Beladefaktor für spaltbares Plutonium bzw. Uran-233 des Typs n
- d_n^1 ($\frac{\text{kg}}{\text{kW} \cdot a_{\text{Vollast}}}$) : mittlerer spezifischer Entladefaktor des n-ten Typs
- I_n ($\frac{\text{kg}}{\text{kW}}$) : mittlerer spezifischer Inventarfaktor des Typ n
- σ_n^E (a) : Excorezeit des n-ten Typs
- G_o (kg) : vorgegebene Anfangsmenge an Plutonium bzw. Uran 233

lauten die Bilanzgleichungen

$$\sum_{l=1}^{m-2} \sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J (d_n^0 - d_n^1) \mathcal{H}_j C_{e,n,j} +$$

$$\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \left\{ d_n^0 - d_n^1 \left[1 - (1 - w_n) (\sigma_n^E - 1) \right] \right\} \mathcal{H}_j C_{m-1,n,j} +$$

$$\sum_{n=1}^N \sum_{j=1}^J \left\{ \left[d_n^0 - d_n^1 w_n (1 - \sigma_n^E) \right] \mathcal{H}_j + I_n \right\} C_{m,n,j} \leq G_o$$

mit:

$$W_n = \begin{cases} 1 & \text{für } \delta_n^E \leq 1 \\ 0 & \text{für } 1 < \delta_n^E \leq 2 \end{cases}$$

$$m = 1, 2 \dots M$$

Diese Bilanzgleichungen sagen aus, daß im m-ten Jahreszeitschritt höchstens nur die Menge an Plutonium bzw. Uran-233 unter Berücksichtigung der Excorezeiten für Inventare und zur Deckung des Abbrandbedarf zur Verfügung steht, die in den vorangegangenen Zeitschritten als Überschuß anfiel.

2.3.4 Kurzfristige Optimierung

Das gesamte Gleichungssystem für die kurzfristige Optimierung eines Kraftwerkssystems, bei der nur der jährliche Kraftwerkszubau ohne Berücksichtigung der weiteren Gesamtentwicklung optimiert wird, ist in dem eben aufgeschriebenen Gleichungssystem für die integrale Optimierung enthalten.

Die zu minimalisierende Kostenfunktion im m-ten Jahreszeitschritt ist durch den m-ten Summanden der Kostenfunktion unter 2.3.2 gegeben.

Die Nebenbedingungen unter 2.3.3.1 und 2.3.3.2 bleiben erhalten. Bei den Abbaubeschränkungen unter 2.3.3.3 bleibt nur der Term mit $C_{m,n,j}$ auf der linken Seite der Ungleichung stehen; die Kapazitätsverteilungen der vorhergehenden Zeitschritte gehen in die Inhomogenitäten ein.

Die Bilanzgleichungen für Plutonium bzw. Uran-233 sind durch den Term mit $C_{m,n,j}$ auf der linken Seite der Bilanzgleichung unter 2.3.3.4 gegeben. Die Spaltisotopenproduktion der vorhergehenden Jahreszeitschritte wird als Inhomogenität berücksichtigt.

2.3.5 Berechnungsmethoden

Die Gleichungssysteme der integralen und kurzfristigen Optimierung stellen ein typisches Problem der linearen Programmierung dar und können mit den üblichen Simplexmethoden gelöst werden.

Die kurzfristige Systemoptimierung besteht aus M Rechnungen mit jeweils nur (N.J) Unbekannten, dagegen sind bei der integralen Systemoptimierung M.N.J Unbekannte in einer Rechnung zu bestimmen.

Daher ist es zweckmäßig, die kurzfristige und integrale Systemoptimierung zu koppeln derart, daß mit der Gesamtlösung der kurzfristigen Optimierung als Basisvektor in die integrale Systemoptimierung eingegangen wird. Dadurch wird die Rechenzeit erheblich verkürzt.

3. Kostenmäßige Bewertung der künstlichen Spaltisotope

3.1 Allgemeine Bemerkung

In den letzten Jahren sind die Brennstoffkreislaufkosten (B.K.K.) der meisten Kernreakortypen ständig kleiner geworden, so daß der Anteil der Rückvergütung für die erbrüteten künstlichen spaltbaren Isotope relativ größer wird. Damit werden die Stromerzeugungskosten stärker von jenem Preis abhängen, der für diese Materialien gezahlt wird, und von der Art und Weise, wie diese Spaltisotopen in die Kalkulation der Kosten eingehen. Tabelle 2 zeigt für eine Reihe von Reaktoren die Brennstoffkreislaufkosten, wenn man den z.Z. der AEC gezahlten Preis von 40 DM/g für spaltbares Pu bzw. U_{233} einsetzt, zugleich auch die B.K.K. für den Fall, daß die künstlichen Spaltstoffe nicht bewertet werden, formal also den Preis Null haben. Das Ergebnis ist eine deutliche Erniedrigung der Kosten bei hohem Pu-Preis. sofern die Reaktoren gute Konverter sind. Ist dagegen in den Reaktoren ein hohes

Tabelle 2 Brennstoffkreislaufkosten (B.K.K.) einiger Kernkraftwerke [Dpf/kWh]

	LWR(U)	LWR(U+Pu)	Na-Br(PuO ₂)	Na-Br(PuC)
Pu-Preis= 0DM/g	0,82	0,65	0,28	0,22
Pu-Preis=40DM/g	0,70	0,75	0,35	0,19

Inventar aus Pu- bzw. U₂₃₃ vorhanden, so werden die B.K.K. deutlich höher, weil die Verzinsung dieses Inventars die Rückvergütung mehr als kompensiert. Dies gilt vor allem für die (PuO₂)Brüter, deren B.K.K. am kleinsten bei verschwindend kleinem Pu-Preis sind.

Wenn somit der Einfluß des Pu- bzw. U₂₃₃ Preises auf die Stromkosten so stark ist, taucht sofort die Frage auf, ob der zugrunde gelegte Preis von 40 DM/g zu Recht besteht, ob er in der von der AEC festgelegten Höhe bleiben wird, und ob vielleicht durch starke Verschiebungen (Erniedrigungen bzw. Erhöhungen) die Kostenrelation zwischen den aufgeführten Reaktortypen sich stärker verschieben werden.

Offensichtlich werden von dieser Fragestellung die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen abhängen, und damit die Beantwortung der Hauptfrage dieser Studie, nämlich die Frage nach der wirtschaftlich günstigsten Verwendung der künstlichen Spaltisotope.

Aus Abschnitt 2.2.4 wird deutlich, daß die Brennstoffzykluskosten die Kosten für bestimmte Materialien, z.B. für spaltbares Plutonium in linearer Form enthalten. Werden diese Pu-Kosten im weiteren einfach mit β bezeichnet, so gilt z.B. nach der Summation über alle Teilladungen für die spezifischen Jahreskosten [DM/kWa]

eines Reaktors vom Typ n

$$F_n = F_n^1 + \beta F_n^2$$

wobei F_n^1 alle Kosten für Arbeits- und Zinsleistungen, für Materialien außer für Plutonium usw. enthält. Ausdrücklich sei vermerkt, daß auch jene Kosten, die bei der Verarbeitung des Pu entstehen (z.B. Herstellung und Reinigung des Pu-Nitrats) hier enthalten sind. Das zweite Glied enthält alle Kosten, die proportional zu dem angenommenen Preis des Pu sind, die also z.B. fortfallen würden, wenn dieser Preis gleich Null ist.

Der Term βF_n^2 läßt sich näherungsweise zusammenfassen zu

$$\beta F_n^2 = \beta (R+S) I_n - \beta (1+R/2) K_n E_n$$

wobei in der Näherung des Abschnitts 2.2.4 und unter Vernachlässigung der Excorezeit

$$I_n = \left(\frac{1}{2N_{el}} \left[\sum_1 x_1^0 G_1^0 z_1 + x_1^1 G_1^1 z_1 \right] \right)_n$$

$$E_n = \left(\frac{1}{N_{el}} \sum_1 \frac{1}{\sigma K_n} (x_1^1 G_1^1 z_1 - x_1^0 G_1^0 z_1) \right)_n$$

Hier sind offensichtlich I_n die auf die Leistungseinheit bezogenen, über alle Zonen gemittelte Inventare an Plutonium und E_n die entsprechenden spezifischen Produktionen pro Vollastjahr. Die obige Beziehung für βF_n^2 bedeutet demnach, daß die Jahreskosten des Typs n sich erhöhen, weil die Kosten des spezifischen Plutonium-Inventars ($I_n \cdot \beta$) verzinst werden müssen, sie erniedrigen sich jedoch um den Wert der Jahresproduktion ($E_n \cdot \beta$).

Die angeführten Kostenformeln für die einzelnen Reaktoren und für das System sind sicher richtig, solange es Käufer und Verkäufer für die künstlichen Spaltstoffe gibt und solange sie bereit sind, bei angemessenem Preis diese Materialien zu handeln. Wenn jedoch mit steigendem Anteil der Kernkraftwerke an der Energieproduktion die Erzeugung von Pu zunimmt, wird sich die Tendenz einstellen, die möglicherweise sehr wertvollen Spaltstoffe im eigenen System zu verwenden. Dies gilt sicher für geschlossene Energiewirtschaften, wie wir sie z.B. aus Frankreich oder Groß-Britannien kennen, kann aber auch für Verbundsysteme zutreffen, wie sie sich z.B. in Deutschland entwickeln. Stets wird das Problem vorliegen, die gewonnenen Vorräte möglichst zweckmäßig selber zu verwenden. Da man ein solches Vorgehen auch von den Nachbarsystemen erwarten kann, muß man wahrscheinlich damit rechnen, daß diese ebenfalls keine künstlichen Spaltstoffe abgeben, und man sollte daher zunächst davon ausgehen, daß das System mit der Eigenproduktion an Pu bzw. U_{233} auszukommen hat, man es also hinsichtlich des Plutoniums mit abgeschlossenen Systemen zu tun hat. Dann jedoch besteht nicht nur das Problem, diese Spaltstoffe möglichst zweckmäßig zu verwenden, sondern auch, sie möglichst zweckmäßig zu produzieren.

Was bedeutet nun die Forderung nach maximaler Zweckmäßigkeit? Sie kann nur bedeuten, daß das System von konventionellen und kerntechnischen Kraftwerken die angeforderte Energie und Leistung mit minimalen Kosten liefert. Speziell für die Kernkraftwerke bedeutet dies eine kostenoptimale Zusammensetzung aus Pu-Erzeugern und Verbrauchern, wobei das Optimum unter der für abgeschlossene Systeme gültigen Nebenbedingung bestimmt werden muß.

Die so formulierte Optimierungsaufgabe ist lösbar, sofern geklärt ist, welches die Kosten sind, die ein System von Kraftwerken aufwenden muß. Zunächst sind dies alle Zahlungen für Arbeitsleistungen, Materialien, Zinskosten und Steuern, die vom System als Ganzem an Personen oder Firmen usw. außerhalb des Systems geleistet werden müssen und die in ihrer Gesamtheit gerade durch die Stromerzeugungskosten aufgebracht werden müssen. Für Pu und U_{233} wird von einem abgeschlossenen System nichts nach außen bezahlt oder eingenommen, und daher darf in der Zusammenstellung der Kostenaufwendungen zur Berechnung der Stromerzeugungskosten ein Kostenanteil für das selbsterzeugte Pu bzw. U_{233} nicht auftreten. Daher ist in der Beziehung für die Gesamtkosten im Jahr m (Abschnitt 2.3.2)

$$F_m = \sum_{n,j} F_{mnj} C_{mnj} = K_m^1 + \beta K_m^2$$

nur der Term K_m^1 Ausdruck derjenigen Kosten, die vom System nach außen zu zahlen sind. Anders ausgedrückt: Will man die echten Stromerzeugungskosten eines abgeschlossenen Systems ermitteln, so muß man formal mit dem Preis Null für die selbsterzeugten künstlichen Spaltstoffe rechnen. Diese Vorschrift gilt nur für jene Modellspiele zum Studium der Kernenergieentwicklung, in denen die Bilanzen für Pu- bzw. U_{233} eine Rolle spielen, d.h. für abgeschlossene Systeme.

Ein oft erhobener Einwand gegen das Nullsetzen des Pu-Preises geht aus von der Feststellung, daß damit die Strompreise aller Pu-produzierenden Reaktoren höher werden, diese somit zurückgedrängt werden, und letzten Endes die Pu-Produktion zum Schaden des Gesamtsystems verringert wird. Es wird dann in diesem Zusammenhang die Forderung erhoben, eine Sondervergütung für das produzierte Pu und U_{233} einzuführen, d.h. doch einen Pu-Preis zu bestimmen, der wenigstens auf lange Sicht durch höhere Pu-Produktion das gesamte System wirtschaftlicher machen könnte.

Demnach wäre, wenn man die Summation über die Zeit durch eine Zeitintegration ersetzt, folgendes Minimalproblem über einen Zeitraum (t_1, t_2) zu lösen

$$\int_{t_1}^{t_2} K_1 \int C_n(t, \beta(t)) dt + \int_{t_1}^{t_2} \beta(t) K_2 \int C_n(t, \beta(t)) dt = \text{Min}$$

wobei z.B. $K \int C_n(t, \beta(t)) dt$ bedeutet, daß diese Kosten von der Zusammensetzung des Systems (C_n) und diese wiederum von der Zeit und von dem gleichzeitig geltenden Plutoniumpreis abhängen sollen. Dabei gelten die Nebenbedingungen, daß $\sum C_n(t) = C(t)^{+}$ und für die künstlichen Spaltstoffe die Mengenbilanz positiv ist. Wird irgend eine Preisfunktion $\beta(t)$ vorgegeben, so entstehen Lösungen $C_n^\beta(t)$. Nach wie vor will man natürlich die gesamten nach außen gehenden Zahlungen möglichst niedrig halten. Diese sind berechenbar nach

$$\int_{t_1}^{t_2} K_1 \int C_n^\beta(t) dt$$

Würde man dagegen direkt die entsprechende Minimalaufgabe für K_1 alleine lösen, d.h.

$$\int_{t_1}^{t_2} K_1 \int C_n(t) dt = \text{Min} + \text{Nebenbedingungen}$$

so entsteht eine andere Lösung $C_n^0(t)$ und es ist sicher

$$\int_{t_1}^{t_2} K_1 \int C_n^0(t) dt \leq \int_{t_1}^{t_2} K_1 \int C_n^\beta(t) dt$$

da ja die $C_n^0(t)$ gerade das erste Integral minimalisieren

^{*)}, die geforderte Gesamtkapazität des Systems ist,

sollten. Dies bedeutet, daß jede Preispolitik mit $B(t) \neq 0$ die echten Kosten des Systems nicht erniedrigen kann.

3.2 Nutzen und Grenzpreis des Plutoniums in optimalen Systemen

Wenn damit gezeigt ist, daß zur Ermittlung der optimalen Struktur eines Kraftwerkssystems Pu und U_{233} nicht bewertet werden dürfen, so zeigt sich jedoch bei der Betrachtung mehrerer abgeschlossener Systeme und deren Wechselwirkung eine Möglichkeit, den künstlichen Spaltstoffen einen Wert zuzuschreiben. Nehmen wir als Beispiel ein System bestehend aus einem Ölkraftwerk und einem LWR, ein System also, welches das im LWR erzeugte Pu nicht verwenden kann und es daher nach außen verkaufen könnte. Betrachtet man nun ein zweites System, welches die gleiche Kapazität hat und die gleiche Energie liefern soll wie das erste, welches jedoch Pu in Pu-angereicherten LWR verbrauchen kann. Tatsächlich ergibt eine Systemoptimierung, daß die Gesamtmenge des erbrüteten Pu in Pu-angereicherten LWR verwendet wird, und daß wegen der Ersparnis an U_{235} die Stromkosten merklich geringer werden.

Damit kann dem Plutonium ein gewisser Nutzwert zugeordnet werden, der auch dann wirksam ist, wenn der Plutoniumpreis formal gleich Null gesetzt wird. Dieser Nutzwert kann berechnet werden, indem man dem Vorgehen von Lagrange entsprechend die Nebenbedingung der Bilanz in die Optimierungsaufgaben direkt einführt. Hierzu soll zunächst die Bilanzgleichung aus Abschnitt 2.3.3.4 zur besseren Übersicht vereinfacht formuliert werden. Für den Zeitabschnitt m , den Typ n gilt z.B. für Plutonium unter Vernachlässigung der Excorezeiten und bei Verwendung von mittleren Lastfaktoren

$$H_{mn} = \frac{\sum_j H_j C_{mn,j}}{\sum_j C_{mn,j}}$$

$$(I) \sum_n \left\{ I_n C_{mn} - \sum_{u=1}^m E_n C_{,u n} X_{,u n} \right\} = B_m \leq 0,$$

wobei für $\sum_j C_{mnj} = C_{mn}$ gesetzt worden ist. Diese Beziehung stellt fest, daß im Zeitabschnitt m nur soviel Plutonium als Inventarmenge eingesetzt werden darf, wie bis zum Jahre m erzeugt worden ist. Ebenfalls sei die Kostenfunktion für den Fall, daß der Pu-Preis gleich Null ist, in vereinfachter Form angegeben (siehe Abschnitt 2.2.4):

$$K_m = \sum_n \left[F_n^f C_{mn} + F_n^v C_{mn} X_{mn} \right]$$

Die Werte F_n^f und F_n^v sind dann die fixen bzw. variablen Kosten des Typs n , letztere bezogen auf Kwa (Vollastjahr).

Im folgenden soll zur Vereinfachung und Verdeutlichung des wesentlichen Gedankenganges die Optimierung durch Variation der Kapazitäten C_{nm} bei festen, vorgegebenen Lastfaktoren ausgeführt werden. Damit ist

$$\sum_m K_m = \sum_{m,n} \left[F_n^f C_{mn} + F_n^v C_{mn} X_{mn} \right] = \text{Min}$$

unter den in jedem Zeitabschnitt geltenden Bilanz-Nebenbedingungen zu ermitteln. Dies kann man nach Kuhn-Tucker auch dadurch erreichen, daß man unter Verwendung der zunächst unbekanntesten Faktoren (Lagrange-Faktoren) $u_m \geq 0$ die Form bildet

$$\begin{aligned} \vartheta = & \sum_{m,n} (F_n^f + u_m I_n) C_{mn} + F_n^v C_{mn} X_{nm} \\ & - u_m \sum_{u=1}^m E_n C_{,u n} X_{,u n} \end{aligned}$$

Die Summe über m und u kann man umschreiben

$$\sum_{m=1}^M u_m \sum_{u=1}^m E_n C_{n/u} \mathcal{H}_{n/u} = \sum_{u=1}^M E_n C_{n/u} \mathcal{H}_{n/u} \sum_{m=u}^M u_m$$

Durch Austausch der Indexbezeichnungen u und m wird diese Doppelsumme

$$\sum_{m=1}^M E_n C_{mn} \mathcal{H}_{mn} \sum_{u=m}^M u/u$$

was in den Ausdruck für \emptyset eingesetzt zu

$$\emptyset = \sum_{m,n} \left[(F_n^f + u_m I_n) C_{mn} + (F_n^v - U_m E_n) C_{mn} \mathcal{H}_{mn} \right] = \text{Min}$$

mit $U_m = \sum_{u=m}^M u/u$ führt.

Im Vergleich mit der Kostenformelentspricht U_m dem Faktor β , hat also formal die Bedeutung eines Plutoniumpreises, während u_m formal einem Zinsanteil (p.ß) entspricht. Berücksichtigt man, daß $U_m - U_{m+1} = u_m$ ist, so wird

$$\emptyset = \sum_{m,n} \left[F_n^f C_{mn} + (U_m - U_{m+1}) I_n C_{mn} + (F_n^v - U_m E_n) C_{mn} \mathcal{H}_{mn} \right] = \text{Min}$$

und da $\sum_m (U_m - U_{m+1}) C_{mn} = \sum_m U_m (C_{mn} - C_{m-1,n})$ ist

$$\emptyset = \sum_{m,n} \left[F_n^f C_{mn} + U_m (C_{mn} - C_{m-1,n}) I_n + (F_n^v - U_m E_n) C_{mn} \mathcal{H}_{mn} \right] = \text{Min}$$

Dies bedeutet, daß die Fixkosten im Jahre m zu erhöhen sind, und zwar um einen Wert, der sich aus dem Inventarzuwachs multipliziert mit dem im Jahre m gültigen "Preis" U_m ergibt, während die variablen Kosten stets um das

Produkt von Erzeugung und "Preis" erniedrigt werden. Eine negative Erzeugung von Plutonium, also ein Verbrauch, führt entsprechend zu einer Erhöhung der variablen Kosten.

Zerlegt man nach dem Satz von Kuhn-Tucker den letzten Ausdruck wieder, so entsteht, wenn man die U_m als Lagrange-Faktoren auffaßt, die Optimierungsaufgabe

$$\sum_{n,m} (F_n^C C_{mn} + F_n^V C_{mn} \lambda_{mn}) = \text{Min}$$

mit den Nebenbedingungen

$$(II) \sum_n [(C_{mn} - C_{m-1,n}) I_n - C_{mn} \lambda_{mn} E_n] \leq 0.$$

Hier besagen die Nebenbedingungen, daß der Inventarzuwachs des Systems nicht größer sein darf als die Erzeugung in diesem Zeitabschnitt.

Mit dieser Betrachtung ist gezeigt worden, daß die Bilanzgleichungen I und II äquivalent sind und zugleich wie die Lagrange-Faktoren beider Probleme zusammenhängen. Wichtig ist ein Vergleich der Dimensionen beider Faktoren. In (I) stellt die linke Seite eine Menge dar (z.B. der Dimension kg), die mit dem Faktor u multipliziert Kosten pro Jahr ergeben (z.B. DM/a). Daher hat u die Dimension DM/kg a.

Die Dimension der linken Seite von II ist kg/a. Um auf die Jahreskosten der Dimension DM/a zu kommen, muß der Lagrange-Faktor die Dimension DM/kg haben. Dies ist in Übereinstimmung mit der Beziehung

$$U_m = \sum_{u=m+1}^M u / u$$

in der eine Summe über die Zeit enthalten ist (Zeitintegration).

Die genauere Diskussion der Bedeutung der Faktoren u_m bzw. U_m soll am Beispiel der Bilanz-Gleichung II erfolgen. Zunächst ist aus der Theorie von Kuhn und Tucker bekannt, daß der Lagrange-Faktor genau dann von Null verschieden ist, wenn die Beziehung als Gleichung erfüllt ist. Dies entspricht der Erwartung, daß dann, wenn die Ungleichung gilt, wenn also ein Überschuß an Plutonium vorhanden ist, der Preis Null ist.

Es werde nun die Gesamterzeugung verbraucht, so daß ein endlicher Lagrange-Faktor vorhanden ist und (II) als Gleichung erfüllt ist. Wenn jetzt eine zusätzliche Menge Plutonium zur Verfügung gestellt wird, so können im nächsten Zeitabschnitt mehr Reaktoren gebaut werden, diese können eventuell zusätzlich Plutonium erbrüten, was wiederum zu einer Leistungsverdrängung von Plutonium-Reaktoren führt usw. Alles dies wird im allgemeinen die Gesamtkosten des Systems im betrachteten Zeitraum, bestehend aus vielen Zeitabschnitten, erniedrigen. Gefragt wird jetzt nach dieser Kostenerniedrigung, die bezogen auf die Einheitsmenge (z.B. kg) die Grenzkosten darstellt, bei denen es also gerade lohnen würde, das zusätzliche Plutonium käuflich zu erwerben.

Nun hat das Problem A

$$\begin{aligned} F(x) &= \text{Min} \\ f_1(x) &\leq 0 \end{aligned}$$

für alle zulässigen Vektoren x einen Lösungsvektor x_a mit der Beziehung

$$F(x_a) + \sum_1 u_1^a f_1(x_a) \leq F(x) + \sum_1 u_1^a f_1(x)$$

Betrachten wir ein ähnliches Problem B.

$$F(x) = \text{Min}$$

$$\bar{F}_i(x) \leq 0$$

wobei $\bar{F}_i(x) = f_i(x)$ für alle $i \neq k$

aber $\bar{F}_k(x) + \varepsilon = f_k(x) \quad \varepsilon > 0,$

so sind alle Punkte des Problems B

wegen $\bar{F}_k(x) = f_k(x) - \varepsilon \leq -\varepsilon$

auf jeden Fall im zulässigen Bereich von A. Daher muß nach dem Satz von Kuhn-Tucker für die Lösungen x_a bzw. x_b der Probleme A bzw. B gelten

$$\begin{aligned} F(x_b) + \sum_j u_j^b \bar{F}_j(x_b) &\geq F(x_a) + \sum_j u_j^a \bar{F}_j(x_a) \\ &= F(x_a) + \sum_j u_j^a f_j(x_a) - \varepsilon u_k^a \end{aligned}$$

Da in den Optima stets gilt

$$\sum_j u_j^b \bar{F}_j(x_b) = \sum_j u_j^a f_j(x_a) = 0.$$

gilt für die Optima beider Probleme

$$F(x_a) - F(x_b) = +\varepsilon u_k^a$$

$$\text{und } \lim_{\varepsilon \rightarrow 0} \frac{F(x_a) - F(x_b)}{\varepsilon} = u_k^a$$

$$\varepsilon \rightarrow 0$$

Dies bedeutet für unser Kostenproblem, daß die Kostenerniedrigung des Systems pro Einheitsmenge gerade durch den zugehörigen Lagrange-Faktor gegeben ist.

Benutzen wir im Kostenproblem die Bilanzgleichung in der Formulierung I, so wirkt eine Störung im Jahre m direkt nur in diesem Jahr und daher ist es sinnvoll, daß die Dimension des zugehörigen Lagrange-Faktors $[DM/kg a]$ ist. Eine entsprechende Störung beim Bilanz-System II erzeugt dagegen eine Inventarerhöhung, die beibehalten wird. Daher ist es einleuchtend, daß im Falle II der Lagrange-Faktor die Wirkung auf alle restlichen Zeitabschnitte des Kostenproblems enthält und die Dimension $[DM/kg]$ hat.

Eine Besonderheit tritt dann auf, wenn die Gesamtkosten bei einer Langzeitoptimierung nach Aktualisierung auf den Beginn berechnet werden. In diesem Fall bestimmt bei Verwendung der Bilanz II der Faktor U_m die Wirkung auf die aktualisierten Kosten, wenn die Störung im Jahre m auftritt. Besteht diese Störung in einer Zulieferung von 1 kg Pu, so ist wie bereits erläutert wurde, der Kostengewinn ein Grenzwert, der für 1 kg Plutonium gezahlt werden könnte, und zwar zum Zeitpunkt der Aktualisierung. Der Betrag, den man zum Zeitpunkt der Zulieferung geben würde, wäre um den Faktor $(1+R)^m$ größer. Daher soll im folgenden als Grenzpreis bezeichnet werden

$$U_m^* = U_m (1+R)^m$$

wobei $m = 1$ für den Zeitpunkt gilt, auf den aktualisiert worden ist.

In der Abbildung 4 (Anhang) sind Beispiele dieser Grenzpreise angegeben. Bevor jedoch näher darauf eingegangen wird, sollen an einem einfachen und übersichtlichen Modell die wichtigsten Konsequenzen der dargelegten Preistheorie erläutert werden.

3.3 Ein einfaches Modellbeispiel

Gegeben sei ein System aus 2 Kernkraftwerkstypen mit folgenden Kapazitäten und Eigenschaften

R_m = installierte Leistung (im Jahre m) eines Reaktortyps, der Pu produziert (Beispiel eines Konverters)

B_m = installierte Leistung eines Typs, der Plutonium verwendet und eventuell produziert.
(Beispiel eines Recycling-Reaktors bzw. Brütters).

Zur Vereinfachung sei die gesamte nukleare Kapazität vorgegeben, also

$$C_m = R_m + B_m$$

außerdem sei der Lastfaktor festgelegt, z.B. für beide Typen $\mathcal{L} = 1$.

Dann sind die Jahreskosten

$$K_m = A_1 R_m + A_2 B_m \quad A_2 < A_1 \quad [DM/kWa]$$

und die Bilanz in einer ähnlichen Formulierung wie in A_2 in der Fassung II

$$I (B_{m+1} - B_m) \leq E^1 R_m + E^2 B_m$$

$$I \quad [kg/kW], E^{1,2} \quad [kg/kWa], h$$

$$\text{bzw. } B_{m+1} - B_m \leq a R_m + b B_m$$

wobei $\frac{1}{a} = \frac{I}{E^1}$ = Anzahl der Jahre, die Typ 1 arbeiten muß, um ein gleich großes KW des Typs 2 mit Plutonium zu versorgen.

$$\frac{1}{b} = \frac{I}{E^2} = \text{"Verdopplungszeit" des Brütters}$$

Substituiert man $R_m = C_m - B_m$, so wird die Bilanz

$$B_{m+1} - (1-a+b) B_m \leq a C_m \quad \text{und}$$

das Optimierungsprinzip

$$\sum_{m=1}^M K_m \cdot \gamma_m = \text{Min} \Rightarrow \sum_{m=1}^M (A_2 - A_1) \gamma_m B_m = \text{Min}$$

wobei γ_m z.B. Aktualisierungsfaktoren sein können.

Die Bilanzen werden mit Hilfe von Lagrange-Faktoren U_m in die Minimalisierung eingeführt. Solange $U_m \neq 0$, müssen die Bilanzen als Gleichung erfüllt sein. Setzt man als Anfangsbedingung für die Kapazitäten an

$$C_1 \neq 0 \quad B_0 = 0, \quad \text{also z.B. } B_1 = a C_1$$

so wird die Bilanzgleichung zu einer Rekursionsformel mit der Lösung

$$B_m = a \sum_{p=0}^{m-1} C_p (1-a+b)^{m-p-1}$$

Im Beispiel eines exponentiell anwachsenden Systems

$$\text{z.B.} \quad C_m = C_0 q^m \quad (q \geq 1)$$

$$\text{wird } \left(\frac{B}{C}\right)_m = a \frac{1 - \left(\frac{1-a+b}{q}\right)^m}{q - 1-a+b}$$

$$\text{Hier ist } \frac{C_{m+1} - C_m}{C_m} = q - 1 = c$$

d.h. $\frac{1}{q-1} = \frac{1}{c}$ hat entsprechend der Definition von a bzw. b die Bedeutung einer Verdopplungszeit (besser: das Verhältnis der Größe des Systems zum Jahreszuwachs)

Solange $b < c$ ist, das heißt die Verdopplungszeiten des Brüters größer sind als die des Systems, stellt sich asymptotisch ein Anteil des Brüters am Gesamtsystem ein mit

$$\frac{B_m}{C_m} \rightarrow \frac{a}{a + c - b}$$

Ist dagegen umgekehrt $c < b$, so gibt es einen Zeitpunkt \bar{m} , wo die Bilanz gerade übererfüllt ist, so daß sicher $U_{\bar{m}} = 0$ ist. Für das zum obigen Optimierungsproblem duale Problem, nämlich für

$$U_m - (1-a+b) U_{m+1} \geq (A_1 - A_2) \gamma_{m+1}$$

$$\sum C_m U_m = \text{Max}$$

gilt, daß die Ungleichungen als Gleichungen erfüllt sind, solange $m < \bar{m}$. Die so entstehende Rekursionsformel wird gelöst unter der Nebenbedingung

$$U_{\bar{m}} = 0 \text{ bzw. } U_{\bar{m}-1} = \gamma_{\bar{m}} (A_1 - A_2),$$

$$U_m = \sum_{p=m}^{\bar{m}-1} \gamma_{p+1} (1-a+b)^{p-m} (A_1 - A_2)$$

Bleibt die Bilanz im ganzen Zeitraum stets genau erfüllt, so wird formal $U_m = 0$.

Interessant ist auch hier das Verhalten von U_m bei exponentiellem Verhalten der γ_p , z.B. dann, wenn ein Aktualisierungsfaktor eingeführt wird:

$$\gamma_p = \gamma^{-p} \quad \gamma = 1 + r > 1$$

Dann ist

$$U_m = (A_1 - A_2) \gamma^{-m-1} \frac{1 - \left(\frac{1-a+b}{\gamma}\right)^{(\bar{m}-m)}}{1 - \left(\frac{1-q+b}{\gamma}\right)}$$

und daraus wegen der Aktualisierung auf den Anfangspunkt

$$(U_m^* = U_m \gamma^m)$$

$$U_m^* = (A_1 - A_2) \frac{1 - \left(\frac{1-q+b}{\gamma}\right)^{\bar{m}-m}}{\gamma - (1-a+b)}$$

An dieser Stelle muß eine Korrektur vorgenommen werden, da die Bilanzgleichung nach Division mit dem spez. Inventar I benutzt wurde. Dies bedeutet, daß der eigentliche Grenzpreis ist

$$U_m^* = \frac{A_1 - A_2}{I} \cdot \frac{1 - \left(\frac{1-a+b}{\gamma}\right)^{\bar{m}-m}}{\gamma - (1-a+b)}$$

Hier ist $A_1 - A_2$ die Kostenerniedrigung pro kWa, I das Inventar in $\frac{\text{kg}}{\text{kW}}$, und damit ist der Grenzpreis umso höher, je größer die Kostenerniedrigung ist und je weniger Plutonium als Inventar in B nötig ist. Für $m \rightarrow \bar{m}$ wird, wie zu erwarten, der Grenzpreis kleiner, da es gegen Ende der Optimierungsperiode sinnlos wäre, teures Plutonium einzukaufen. Fragt man nach dem Grenzpreis lange genug vor dem Ende der Optimierungsperiode bzw. vor dem Zeitpunkt, wo das Plutonium im Überschuß vorhanden ist, also für $m \ll \bar{m}$, so erhält man den asymptotischen Wert

$$U^* = \frac{A_1 - A_2}{I} \cdot \frac{1}{r + a - b}$$

Nach dieser Beziehung wird der Grenzpreis niedriger, wenn die relative Pu-Produktion a des Konverters ansteigt, was verständlich ist, da dann die höhere Produktion wirksam wird. Wird dagegen der Bruttogewinn b höher und damit der Brüter besser, so zieht entsprechend der Grenzpreis an. Eine Umformung der Gleichung für U^* führt zu

$$A_2 + U^* I r - U^* E_2 = A_1 - U^* E_1$$

Diese sehr anschauliche Formulierung besagt, daß der Pu-Grenzpreis sich so einstellt, daß die Strompreise beider Reaktoren unter Berücksichtigung der Pu-Rückvergütung usw. gleich werden. Dieses Ergebnis ist natürlich nur für das sehr vereinfachte Modell aus zwei Reaktoren richtig.

3.4 Der Grenzpreis des Plutoniums für verschiedene KW-Systeme

Die Darstellung des vereinfachten Modells in 3.3 sollte die wesentlichen Abhängigkeiten des Pu-Grenzpreises von den Kostenparametern und den Pu-Inventar- und Erzeugungsdaten anschaulich machen. In Systemen mit einem höheren Grad an Realität dagegen werden eine Reihe weiterer Daten und Bedingungen, wie z.B. der sich ändernde Uranpreis, die Vielzahl und die Auslastung der verschiedenen Typen, Wachstumsbeschränkungen usw. eine deutlich erkennbare Rolle spielen.

In Abb. 4 sind Ergebnisse einer Reihe von Systemuntersuchungen zusammengestellt. Die Fallnumerierung bezieht sich dabei auf die Zusammenstellung der Tabellen 4 und 5 (Anhang).

Die größte Ähnlichkeit mit dem vereinfachten Modell des Abschnitts 3.3 hat der Fall 11. Das zugehörige System besteht aus einem konventionellen Ölkraftwerk, einem Leichtwasserreaktor mit Urananreicherung, LWR(U) und einem Leichtwasserreaktor mit Plutoniumrückführung, LWR(U+Pu). Außerdem ist für dieses System vorausgesetzt, daß der Uranpreis zeitlich unverändert auf 8 \$/lb bleibt, und daß für den LWR(U) eine Einlaufsbeschränkung besteht, die nicht zuläßt, daß seine Kapazität sich schneller als alle zwei Jahre verdoppelt. In allen Fällen, in denen diese Beschränkung den Systemen auferlegt wurde, ergab sich, daß sie nur bis etwa 1978 wirksam bleibt, weil in späteren Jahren wegen der Kostenoptimierung des Systems die LWR(U) stets langsamer anwachsen, als der Verdopplungszeit von zwei Jahren entspricht.

Betrachten wir zunächst den Zeitraum nach 1978. In der Periode bis zum Jahre 2005 stellt sich ein praktisch konstanter Grenzpreis von etwa 30 DM/g ein. Nach den

Erörterungen der vorangegangenen Abschnitte bedeutet dies, daß bei der gewählten Systemzusammensetzung der Erwerb von Plutonium zu einem höheren Preis keinen Kostenvorteil bietet. In den Jahren bis 1978 dagegen würde sog. Plutonium mit einem Preis von mehr als 200 DM/g vorteilhaft sein, weil die Wachstumsbeschränkung des Pu-Lieferens den LWR(U) eine Verknappung des Plutoniums bewirkt.

Der Fall 2 entspricht dem Fall 11 bis auf die Annahme, daß der Preis für Natururan als Folge der allgemeinen Uranverknappung stark zunimmt (Abb. 5). Die Folge ist eine Vergrößerung des Kostenabstandes von LWR(U) und LWR(U+Pu), so daß wie im Modellbeispiel gezeigt wurde, der Pu-Grenzpreis anwachsen muß. Dies ist noch deutlicher zu bemerken im Falle 24, wo ein nur mit Plutonium angereicherter Leichtwasserreaktor LWR(Pu) an Stelle des LWR(U+Pu) eingeführt worden ist. Da der Reaktor LWR(U+Pu) nur eine Pu-Rückführung (Typ 4 in der Tabelle 4) daneben aber einen nennenswerten Bedarf an angereicherter Uran hat, wird der nur mit Pu angereicherte LWR(Pu) mit der Zeit vergleichsweise billiger, da er von der Steigung des Uranpreises unabhängig ist. Die Folge ist eine weitere Erhöhung des Grenzpreises auf mehr als 50 DM/g Pu.

Diese Tendenz verstärkt sich noch mehr, wenn ab 1980 Schnelle Brüter in Erscheinung treten, die zwar mehr Plutonium dem System zuführen, jedoch wegen ihrer hohen Inventars auch mehr binden. Da sie außerdem stärkere Kostenvorteile als die LWR(U+Pu) und LWR(Pu) bieten, ist es verständlich, wenn in den ersten Jahrzehnten ihr Auftretens die Brüter den Pu-Grenzpreis noch weiter in die Höhe treiben (Fälle 6, 18, 22, 23). Andererseits ist in allen Fällen die Erzeugung von Plutonium so groß, daß der Grenzpreis wegen des steigenden Angebots bald sehr niedrig wird. Dies wird in den Fällen 6, 22 und 23

vor allem durch das Auftreten von Schnellen Konvertern (UO_2) neben den Schnellen PuO_2 -Brütern bewirkt. Werden die Oxydbrennstoffe durch Karbide ersetzt (Fall 20), so wird der Grenzpreis nur wenig höher als 50 DM/g Pu und sinkt dann schnell auf einen verschwindend kleinen Wert ab, da dieses System wegen der kleinen Verdopplungszeiten der Karbidbrüter bereits ab 1994 Plutonium im Überschuß produziert.

Interessant ist der Vergleich mit Systemen, in denen im ersten Jahrzehnt keine künstliche Beschränkung der LWR(U) und damit auch keine künstliche Drosselung der Plutonium-Produktion vorliegt (Fälle 16, 18, 23). Die Folge ist, daß im Vergleich mit den bisherigen Fällen die starke Überhöhung des Preises nicht auftritt. Im Falle des Systems 18 sind sogar die Einlaufbeschränkungen für den Schnellen Brüter und den Schnellen Konverter fortgefallen. Daher setzt einerseits der hohe Bedarf an Pu viel früher ein, andererseits ist die Brüterkapazität bald so groß, daß die Pu-Überproduktion relativ früh in Erscheinung tritt. Dies spiegelt sich im Pu-Grenzpreis wieder, der in Fall 18 sehr früh das Maximum von etwa 100 DM/g Pu erreicht und bereits im Jahre 2015 auf Null abgefallen ist.

4. Erläuterungen zu zwei Referenzsystemen

Die in diesem und den nächsten Abschnitten besprochenen Ergebnisse von Systemuntersuchungen beruhen auf allgemeinen Kostendaten (Anhang, Tabelle 3) und auf speziellen Eigenschaften und Kostenparametern von Kraftwerken, die im Anhang Tabelle 4 zusammengestellt sind. Die Konzentratspreise sind entweder mit der Zeit ansteigend und entsprechen der Darstellung in Abb. 5 oder sie sind, wenn das ausdrücklich vermerkt ist, konstant und betragen 8 \$/lb U_2O_3 . Weitere wichtige, allen Untersuchungen zugrunde liegende

Systemeigenschaften sind in Abb. 6 dargestellt, wo der Leistungsbedarf der BRD, und in Abb. 1, wo die Jahresdauerlinie (zeitlich konstant) wiedergegeben sind.

4.1 Das System: Konv. KW, LWR(U), LWR(U+Pu) (Referenzsystem I)

Dieses System (Fall 2) hat im Jahre 1970 eine Engpaßleistung von 57000 MW, die fast vollständig von konventionellen Kraftwerken erbracht wird. Nur 1000 MW sollen in diesem Jahre durch Leichtwasserreaktoren geleistet werden. In Abb. 7 ist der relative Leistungsverlauf der drei KW-Typen als Funktion der Zeit dargestellt, so wie er sich gemäß den Optimierungsmethoden in Abschnitt 2 ergibt. Um zunächst einen detaillierteren Eindruck von der Arbeitsweise der Methode zu geben, sind in beiden Referenzfällen die Resultate der Kurzzeitoroptimierung (jährliche Optimierung) denjenigen der Langzeitoroptimierung (über 50 Jahre) gegenübergestellt. Im ersten Jahrzehnt zeigt sich allerdings praktisch kein Unterschied beider Optimierungsmethoden, da in beiden Fällen die Leistung der LWR(U) der üblichen Einlaufbeschränkung unterworfen ist, die eine Verdopplung in weniger als zwei Jahren unterbindet. Etwa 1985 erreicht die Kapazität der LWR(U) ihr Maximum, das im Kurzzeitfall deutlich höher liegt. Die Kapazität der LWR(U+Pu) nimmt im ersten Jahrzehnt bei beiden Optimierungsmethoden in gleicher Weise zu, weil vom thermischen Konverter die gleichen Mengen an Pu produziert werden. Später jedoch liegt die Kapazität der LWR(U+Pu) aufgrund der Langzeitoroptimierung deutlich höher als die Kapazität nach der Kurzzeitoroptimierung.

Dies hängt, wie Abb. 8 zeigt, mit der unterschiedlichen Energieproduktion der Leichtwasserreaktoren in beiden Optimierungen zusammen. Während z.B. 1985 im Langzeitfall die Kapazität des LWR(U) kleiner ist, wird die Energieerzeugung und damit die Pu-Produktion größer.

Dies geht vor allem in späteren Jahrzehnten zu Lasten der konventionellen Kraftwerke.

Dieses in beiden Methoden verschiedenartige Verhalten von Leistung und Energie hängt zusammen mit einem durchaus unterschiedlichen Verlauf der Lastfaktoren, die nach den Darlegungen in 2.3.2 Ergebnis der Optimierungsrechnungen sind. Dies wird deutlich aus Abb. 9, wo die optimalen Lastfaktoren als Funktion der Zeit dargestellt sind. Im ersten Jahrzehnt liegen beide LWR in Grundlast und haben daher entsprechend ihrer Verfügbarkeit von 90 % einen Lastfaktor von ebenfalls 90 %. Sind beide Reaktoren soweit angewachsen, daß sie zusammen den Grundlastbereich von 24 % überschreiten, so kann nur ein Typ in Grundlast bleiben, während der andere wenigstens zum Teil in den Mittellastbereich übergreifen und damit einen kleineren mittleren Lastfaktor annehmen muß.

Nun hat der Reaktor mit Pu-Rückführung, der LWR(U+Pu), da er weniger angereichertes Uran verbraucht, geringere Verbrauchskosten als der LWR(U). Es wird daher, wenn man nur die gesamten Systemkosten eines Jahres berücksichtigt, sicher vorteilhaft sein, den LWR(U+Pu) möglichst lange, d.h. im Grundlastbereich, arbeiten zu lassen und den LWR(U) in den Mittelbereich zu verschieben. Andererseits nimmt dabei sicher die Pu-Produktion ab, so daß der augenblickliche Vorteil geringerer Jahreskosten durch den Nachteil einer in späteren Jahren geringeren Kapazität an billigen LWR(U+Pu) aufgewogen werden kann.

Tatsächlich zeigt Abb. 9 bei Kurzzeitoroptimierung den LWR(U+Pu) in der Grundlast, während umgekehrt bei Langzeitoroptimierung der Konverter, also der LWR(U) in der Grundlast bleibt. Das im letzten Fall andersartige Verhalten während der letzten 8 Jahre hängt sehr wahrscheinlich damit zusammen, daß es während der letzten Jahre

nicht lohnt, besonders viel Plutonium zu erzeugen. Dies ist offenbar ein ähnlicher Randeffekt wie das Absinken des Pu-Preises in den letzten Jahren des betrachteten Optimierungszeitraums.

Abb. 10 zeigt am Beispiel der relativen Leistung und der relativen Energieerzeugung der nuklearen Kraftwerke, daß die eben besprochenen Verschiebungen meist zu Lasten der konventionellen Kraftwerke gehen.

Schließlich gibt Abb. 11 den Verlauf der mittleren Stromkosten des Systems. Das starke Absinken dieser Kosten im ersten Jahrzehnt entsteht durch den Austausch der konventionellen Kraftwerke durch die billigeren Kernkraftwerke. Diese Verbilligung wird nach 1985 zum Teil kompensiert durch die vorausgesetzte Verteuerung des Uran-Konzentrats. Übrigens sind die Kostenunterschiede in beiden Optimierungsmethoden sehr gering. So sind die kumulativen Kosten des Systems im Kurzzeitfall 587 Milliarden DM (10^9 DM) gegen 586 Milliarden DM im Langzeitfall.

4.2 Das System: Konv. KW, LWR(U), LWR(U+Pu), SB(PuO₂), SB(UO₂) (Referenzsystem II)

Dieses System (Fall 6 in Tab. 5) entsteht durch Ergänzung des eben besprochenen Systems durch den mit PuO₂ angereicherten Schnellen Brüter SB(PuO₂) und den mit UO₂ angereicherten Schnellen Konverter SB(UO₂), deren Eigenschaften in Tabelle 4 in Spalte 9 bzw. 10 aufgeführt sind. Da beide Brüter zwar ab 1980 zugelassen sind, beide sich jedoch nicht schneller als alle zwei Jahre verdoppeln dürfen, sind in beiden Referenzsystemen die Leistungsanteile der Leichtwasserreaktoren bis etwa 1984 praktisch gleich. Dies kann man aus den Abb. 12 bzw. Abb. 13 für die Kurz- bzw. Langzeitoptimierung entnehmen. Wieder

zeigt sich etwa für 1985 das Leistungsmaximum des LWR(U), und wieder liegt es im Kurzzeitfall höher. Anschließend wird anders als im Referenzfall I hier der Reaktor mit Plutonium-Rückführung, der LWR(U+Pu), aus dem System verdrängt. Dies geschieht deshalb, weil der Schnelle PuO₂-Brüter das Plutonium kostengünstiger verwenden kann als der LWR(U+Pu). Das in diesen Reaktoren stehende Plutonium wird daher von den Schnellen Brütern übernommen. Übrigens erweist es sich an dieser Stelle als vorteilhaft, daß die Abbaubeschränkung (Abschnitt 2.3.3.3) nur für beide austauschbaren Leichtwasserreaktoren gemeinsam gilt. Die Folge ist ein starker Leistungszuwachs des LWR(U).

Der Vergleich von Abb. 12 und Abb. 13 zeigt ferner, daß der Abbau des LWR(U+Pu) bei Langzeitoroptimierung später erfolgt, weil mit dem Schnellen Konverter, dem SB(UO₂), ein besonders starker Pu-Produzent in Erscheinung tritt. Dieser Reaktor hat zwar in den meisten Zeitabschnitten besonders hohe Stromkosten. Daher wird er bei Kurzzeitoroptimierung, also z.B. bei Berücksichtigung der jährlichen Kosten, gar nicht erst zugelassen. Bei der Langzeitbetrachtung jedoch wird wegen des starken Kostenvorteils des SB(PuO₂) der Pu-Preis sehr hoch, und damit der Schnelle Konverter billiger. Wie Abb. 13 zeigt, gibt er damit dem SB(PuO₂) in den Jahren nach 1990 die Möglichkeit zu einem besonders hohen Kapazitätswachstum.

Daß sich wieder der Energieanteil der verschiedenen Typen bei Kurz- bzw. Langzeitoroptimierung anders verhält als der Leistungsanteil, wird in Abb. 14 bzw. Abb. 15 gezeigt. Offensichtlich hängt dies mit dem Verlauf der optimalen Lastfaktoren des Systems zusammen. So ist, wie Abb. 16 zeigt, bei Kurzzeitoroptimierung wieder der LWR(U+Pu) länger in Grundlast als der Plutonium produzierende

LWR(U), bis er schließlich von dem SB(PuO₂), einem Reaktor mit noch geringeren variablen Kosten, aus dem Grundlastbereich und damit aus dem System herausgedrängt wird. Bei Langzeitoroptimierung dagegen bleibt der LWR(U) länger im Grundlastbereich bzw. länger in höheren Auslastungsbereichen. Interessant ist, daß gerade der teure Schnelle Konverter den LWR(U) aus dem Grundlastbereich herausdrängt.

Die nächste Abb. 17 zeigt den Anteil der Kernkraftwerke an der Engpaßleistung und an der Energieerzeugung des Systems.

Schließlich sind in Abb. 18 die Stromerzeugungskosten wiedergegeben. Deutlich erkennbar ist, wie etwa um 1990 die Kurzzeitoroptimierung zu Systemzusammensetzungen führt, die niedrigere Stromerzeugungskosten haben. Dieser nicht lang andauernde Kostenvorteil wird später deshalb ausgeglichen, weil in den Kurzzeit-optimierten Systemen während dieser Periode um 1990 nicht genügend Vorsorge für eine günstige Systemzusammensetzung in der Zukunft getroffen worden war. So sind z.B. die bis zum Jahre 2000 kumulierten Kosten bei Kurzzeitoroptimierung 550 Milliarden DM (10⁹ DM) während sie bei der Langzeitoroptimierung 545 Milliarden DM betragen.

5. Ergebnisse und Schlußfolgerungen

In Tabelle 5 sind die Ergebnisse für 27 verschiedene Systeme zusammengestellt. Die zugrunde gelegten allgemeinen Kostendaten sind in Tabelle 3 genannt, die technischen Daten der verschiedenen beteiligten Kraftwerke in Tabelle 4. Schließlich zeigt Abb. 1 die für die BRD gültige Jahresdauerlinie und Abb. 6 den zukünftigen Leistungsbedarf. Um die Auswirkungen verschiedener

Preisentwicklungen auf das vorliegende Problem zu untersuchen, wurde in den Fällen 11-15 ein zeitlich unveränderlicher Preis für Urankonzentrat (U_3O_8) von 8 \$/lb angenommen, in allen anderen Fällen wurde mit einer Verknappung des billigen Urans und mit einer Erhöhung des Uranpreises gerechnet, wie er in Abb. 5 dargestellt ist.

In Abschnitt 4 wurde ausführlich dargelegt, daß nur die Langzeitoptimierung Erscheinungen und Vorgänge behandeln kann, die für das vorliegende Problem der optimalen Verwendung des erbrüteten Plutoniums wichtig sind. Daher beruhen alle Ergebnisse der Tabelle 5 auf Langzeitoptimierungen, und zwar über den Zeitraum von 50 Jahren. Dieser für eine Planung gewiß sehr große Zeitraum wurde gewählt, weil dann wenigstens ein Zeitabschnitt von 30-40 Jahren freibleibt von denjenigen Störungen, die durch die Begrenzung des Zeitraums verursacht werden. Im übrigen enthält Tabelle 5 trotz des zugrunde gelegten Optimierungszeitraums von 50 Jahren kumulative Werte für Systemkosten, Pu-Mengen, Trennarbeit usw. nur für den bezüglich des Pu-Problems interessanteren Zeitraum von 1970-2000.

Die wichtigsten allgemeinen Ergebnisse dieser Untersuchungen sind:

- 1) In allen betrachteten kostenoptimalen Systemen treten Reaktoren mit Plutoniumrückführung, z.B. LWR(U+Pu) oder HWR(U+Pu), auf. Läßt man diese Typen nicht zu und speichert das aus Leichtwasserreaktoren gewonnene Plutonium bis zur Verwendung in Schnellen Brütern, so werden die Kosten für das gesamte System höher.
- 2) Die Verwendung von Schnellen Konvertern bringt Kostenvorteile. Dies gilt auch dann, wenn diese Reaktoren nur für eine Übergangsperiode von wenigen Jahren auftreten.

- 3) Der Trennarbeitsbedarf realistischer Systeme wird von der Plutoniumrückführung nur wenig beeinflusst.

Zur Besprechung der einzelnen Fälle soll von den bereits erläuterten Referenzfällen ausgegangen werden. Die Darstellung z.B. in Abb. 7 zeigt, daß im kostenoptimalen System der Reaktor mit Plutoniumrückführung, der LWR(U+Pu), auftritt. Läßt man ihn nicht zu, so bleibt das System des Falles 1 übrig. Die Folgen sind eine Erhöhung der Systemkosten bis zum Jahre 2000 um 24 Milliarden DM. Eine Erhöhung des Trennarbeitsbedarfs von 317000 tTA auf 372000 tTA, andererseits aber auch eine Erhöhung des Pu-Vorrats von 238 auf 475 to.

Im Falle des Referenzsystems II sind, wenn man den LWR(U+Pu) nicht zuläßt, die Unterschiede nicht so kraß, da dieses System vor allem durch die Brüter bestimmt wird. Immerhin betragen die Mehrkosten eines Systems ohne Pu-Rückführung (Fall 5) etwa 2,8 Milliarden DM. Der Trennarbeitsbedarf allerdings sinkt in Fall 5, vor allem deshalb, weil der Anteil der Kernenergie zugunsten der konventionellen KW zurückgeht.

Ähnliche Untersuchungen sind für eine Reihe weiterer Fälle durchgeführt, z.B. für Fälle

- a) ohne Schnellen Konverter (3 und 4)
- b) mit Schnellem PuC-Brüter (7 und 8)
- c) mit SB(PuC) und SB(UC) (9 und 10)
- d) mit abgeänderten Daten
der Reaktoren LWR(U)
und LWR(U+Pu) (21 und 22)

In allen diesen Fällen hätte eine Durchrechnung des jeweils zweiten Falles genügt, um nachzuweisen, daß

die Rückführung des Plutoniums kostenmäßig günstiger ist. Die zusätzliche Vergleichsrechnung im jeweils ersten Fall sollte zeigen, wie groß die Vorteile der Reaktoren mit Plutoniumrückführung sind.

Ähnliche Vergleiche sind ferner möglich für die Fälle 24 und 1 bzw. 25 und 2, wo der Reaktor LWR(U+Pu) durch den LWR(Pu) ersetzt wurde, bei dem also nicht nur eine Pu-Rückführung, sondern auch eine Pu-Anreicherung nötig ist. Ebenfalls einen Vergleich mit den Referenzsystemen ermöglichte die Fälle 26 bzw. 27, in denen das Plutonium in Schwerwasserreaktoren HWR(U+Pu) zurückgeführt wird.

In sämtlichen angeführten Vergleichen ergibt sich, daß bei Plutoniumrückführung in thermische Reaktoren eine Verminderung der kumulativen Systemkosten in den Jahren 1970-2000 von mehreren Milliarden DM erzielt werden kann.

In weiteren Rechnungen sind diese Verminderungen der Systemkosten nicht mehr zahlenmäßig errechnet, sondern es wurde nur festgestellt, ob und in welchem Ausmaß in optimalen Systemen eine Pu-Rückführung verlangt wird. So zeigen die Fälle 11 bis 15, daß dies auch bei zeitlich konstantem Preis für das Urankonzentrat der Fall ist, ebenso wie die Fälle 16 bis 20, in denen die Einlaufbeschränkungen aufgehoben werden. Der Fall 23 schließlich enthält einen LWR(U+Pu) mit veränderten technischen Daten (Typ Nr. 6). Auch hier ist eine Rückführung des Plutoniums günstiger, als es bis zur späteren Verwendung zu speichern.

Es sollen nun Systeme verglichen werden, die sich jeweils nur dadurch unterscheiden, ob Schnelle Konverter zugelassen sind oder nicht. Vergleiche dieser Art sind z.B. möglich bei den Fällen

3 und 5
4 und 6
7 und 9
12 und 13
14 und 15
17 und 18
19 und 20
26 und 27

Auch hier treten immer Verminderungen der kumulativen Systemkosten von mehreren Milliarden DM auf. Bemerkenswert ist, daß in diesen Vergleichen die Systeme mit Schnellen Konvertern stets einen deutlich geringeren Bedarf an Trennleistung haben.

Tabelle 3

Für alle Rechnungen wurde angesetzt

Zinssatz	7 %
Steuersatz	2,7 %
Versicherungssatz	1 %
Annuität	11,7 %

Zur Berechnung der Urankosten wurden folgende Grunddaten verwendet:

Kosten für die Trennarbeit:	26 US-dollars/kg U
Konversionskosten	2,7 US-dollars/kg U
Wert des abgereicherten Urans	3,0 US-dollars/kg U
Preis des Urankonzentrats für 1970	8 US-dollars/lb $U_{38}O_8$
Preis des Thoriums für 1970	12,5 US-dollars/kg Th

Tab. 4 a

Typen		KONV.	LWR-U 1	LWR-U 2	LWR- U+PU 1	LWR- U+PU 2	LWR- U+PU 3
Laufende Nr.		1	2	3	4	5	6
Wirkungsgrad	(%)	38,-	32,-	33,-	32,-	33,-	32,-
Abbrand	(MWd/kg)	-	24,-	30,-	24,-	24,-	32,-
spez. Leistung	(kW/kg)	-	27,-	33,-	27,-	33,-	27,-
Uran-235-Anteil Anfang	(%)	-	3,0	2,93	2,0	2,0	3,2
Ende	(%)	-	1,12	0,70	0,32	0,32	1,38
spaltb. Pu-Anteil Anfang	(%)	-	-	-	1,26	1,26	0,96
Ende	(%)	-	0,68	0,50	1,32	1,32	0,99
Excorezeit	(a)	-	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Herst.+ Aufber. Kosten	(DM/kg)	7,5($\frac{DM}{Gcal}$)	460,-	460,-	460,-	460,-	460,-
Betriebskosten	(DM/a)	12,-	15,-	15,-	15,-	15,-	15,-
Anlagekosten	(DM/kW)	520,-	550,-	550,-	550,-	550,-	550,-
Stromkosten Auslastung = 90 %	Pu:0 DM/gr (Pf/kWh)	2,65	1,83	1,68	1,66	1,63	1,67
8 $\frac{\$}{lb}$ U_3O_8	Pu:40DM/gr	2,65	1,71	1,60	1,76	1,72	1,75

Tab. 4 b

Typen		LWR- +PU	HWR- U+PU	NA-BR- PU-OXyd	NA-BR- U-OXYD	NA-BR- PU-KARBID	NA-BR- U-KARBID
Laufende Nr.		7	8	9	10	11	12
Wirkungsgrad	(%)	32,-	31,75	42,-	42,-	42,-	42,-
Abbrand	(MWd/kg)	24,-	16,7	25,7	25,9	26,7	26,7
spez. Leistung	(kW/kg)	27,-	24,-	60,5	60,5	52,9	52,9
Uran-235-Anteil Anfang	(%)	-	0,71	-	7,3	-	5,0
Ende	(%)	-	0,08	-	4,3	-	3,0
spaltb. Pu-Anteil Anfang	(%)	3,75	0,39	5,5	-	3,97	-
Ende	(%)	2,08	0,91	6,46	2,6	5,37	2,1
Excorezeit	(a)	1,1	1,1	0,72	0,72	0,72	0,72
Herst. + Aufber. Kosten	(DM/kg)	460,-	500,-	690,-	690,-	570,-	570,-
Betriebskosten	(DM/a)	15,-	17,-	15,-	15,-	15,-	15,-
Anlagekosten	(DM/kW)	550,-	650,-	650,-	650,-	650,-	650,-
Stromkosten Auslastung = 90 %	Pu:0 DM/gr (Pf/kWh)	1,29	1,70	1,44	2,19	1,38	1,88
8 $\frac{\$}{lb}$ U_3O_8	Pu:40DM/gr	1,92	1,77	1,51	1,83	1,35	1,60

Tab. 4 a, b Die wichtigsten Daten der in den Systemuntersuchungen verwendeten Kraftwerke

Tabelle 5 Zusammenstellung der Ergebnisse für verschiedene Systeme

Fall	Konv.	Systeme				Bemerkungen	Systemkosten (10 ⁹ DM) 1970 - 2000		Stromkosten (Pf-kWh)		Pu- Mengen 2000 (t)	Trenn- arbeits- bedarf bis 2000 (10 ³ t)
		LWR-U	LWR- U+Pu	Na-Br- Pu	Na-Br- Uran		kumu- lativ	auf 1970 aktual.	1970	2000		
1	1	2					610,4	189,5	3,42	3,17	475	372
2	1	2	4				586,4	183,8	3,42	3,00	238	317
3	1	2		9			550,9	179,3	3,42	2,50	439	192
4	1	2	4	9			548,1	177,5	3,42	2,52	428	205
5	1	2		9	10		548,3	179,2	3,42	2,45	491	180
6	1	2	4	9	10		545,5	177,4	3,42	2,47	467	189
7	1	2		11			542,3	178,0	3,42	2,38	552	170
8	1	2	4	11			533,4	174,9	3,42	2,36	473	149
9	1	2		11	12		537,0	177,1	3,42	2,36	602	143
10	1	2	4	11	12		527,7	173,9	3,42	2,33	517	134
11	1	2	4				536,8	173,8	3,42	2,59	277	335
12	1	2	4	9		Uranpreis	521,2	171,1	3,42	2,41	418	210
13	1	2	4	9	10	konstant	520,9	171,1	3,42	2,40	436	203
14	1	2	4	11			511,3	169,4	3,42	2,30	476	159
15	1	2	4	11	12		508,9	168,9	3,42	2,30	515	143
16	1	2	4				570,3	174,9	3,33	3,00	243	328
17	1	2	4	9		keine	509,1	163,2	3,33	2,42	489	141
18	1	2	4	9	10	Einlauf-	508,0	163,2	3,33	2,41	501	135
19	1	2	4	11		beschrän-	487,3	158,3	3,33	2,31	636	92
20	1	2	4	11	12	kung	478,3	158,3	3,33	2,31	636	92
21	1	3		9	10		539,6	176,0	3,41	2,46	428	177
22	1	3	5	9	10		536,6	174,6	3,41	2,46	428	181
23	1	2	6	9	10		545,3	177,2	3,42	2,46	473	198
24	1	2	7				585,3	184,2	3,42	2,96	195	334
25	1	2	7	9	10		547,4	177,9	3,40	2,48	452	186
26	1	2	8	9			546,1	176,3	3,42	2,52	420	176
27	1	2	8	9	10		543,3	176,1	3,42	2,47	452	168

- 1 : KONV
 - 2 : LWR-U-1
 - 3 : LWR-U-2
 - 4 : LWR-U-PU-1
 - 5 : LWR-U+PU-2
 - 6 : LWR-U+PU-3
 - 7 : LWR-PU
 - 8 : LWR-U+PU
 - 9 : NA-BR-PU-OXYD
 - 10 : NA-BR-URAN-OXYD
 - 11 : NA-BR-PU-KARBID
 - 12 : NA-BR-URAN-KARBID
- } ab 1970
- } ab 1980

Abb.1 Jahreskosten verschiedener Kraftwerkstypen

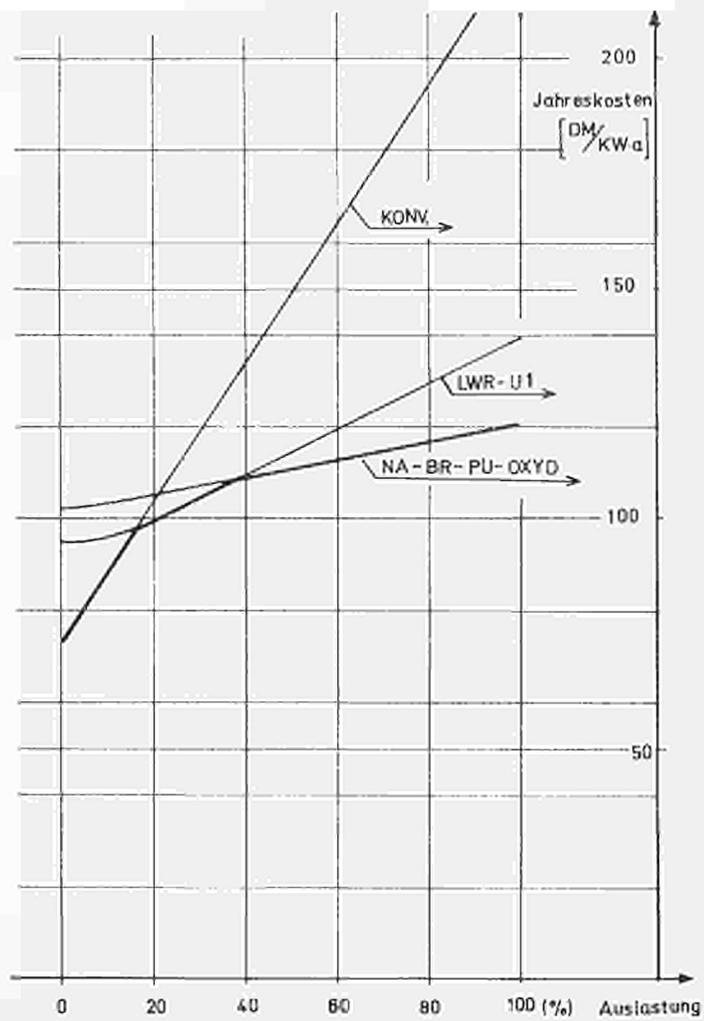


Abb. 2 Jahresdauerlinie für die BRD

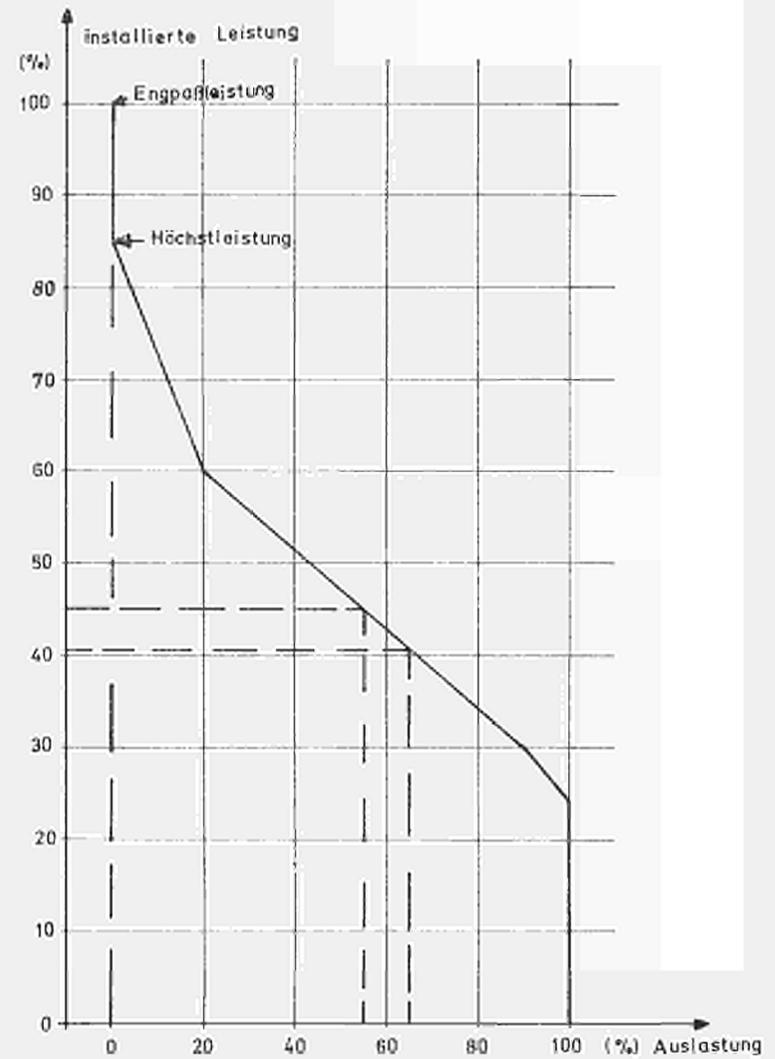


Abb.3 Schema der Berechnung einer optimalen Systemzusammensetzung

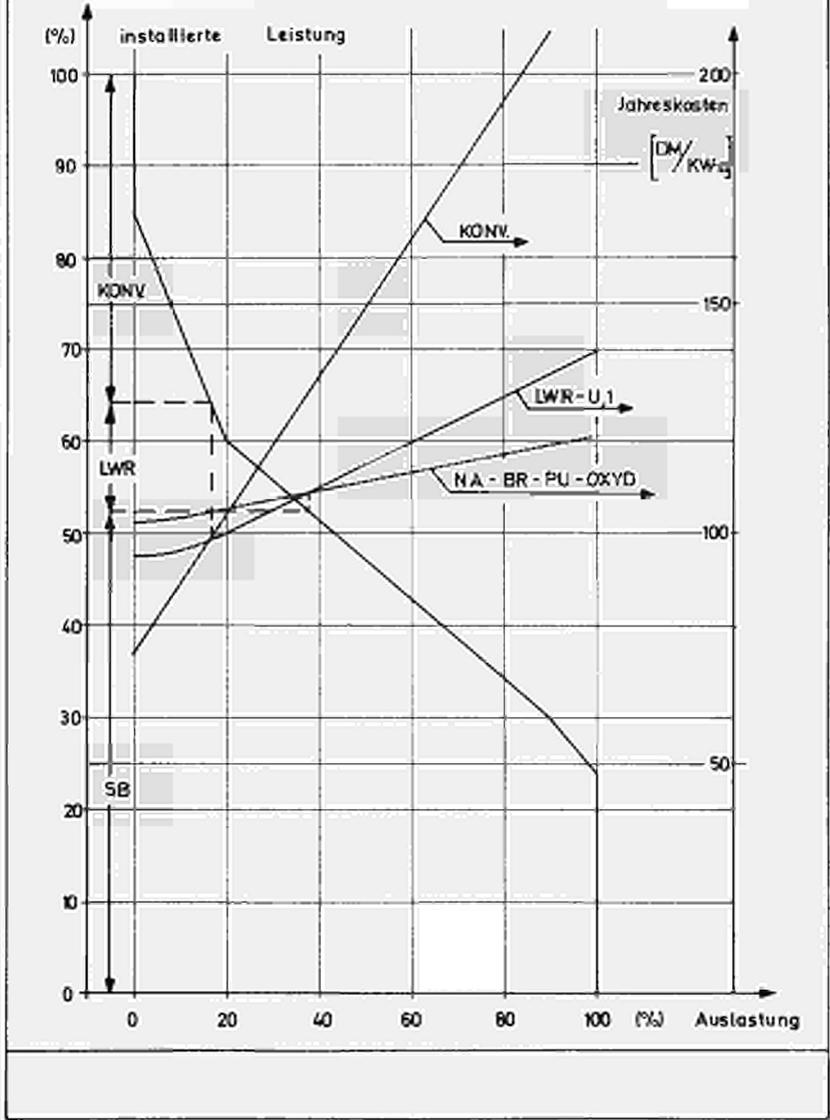
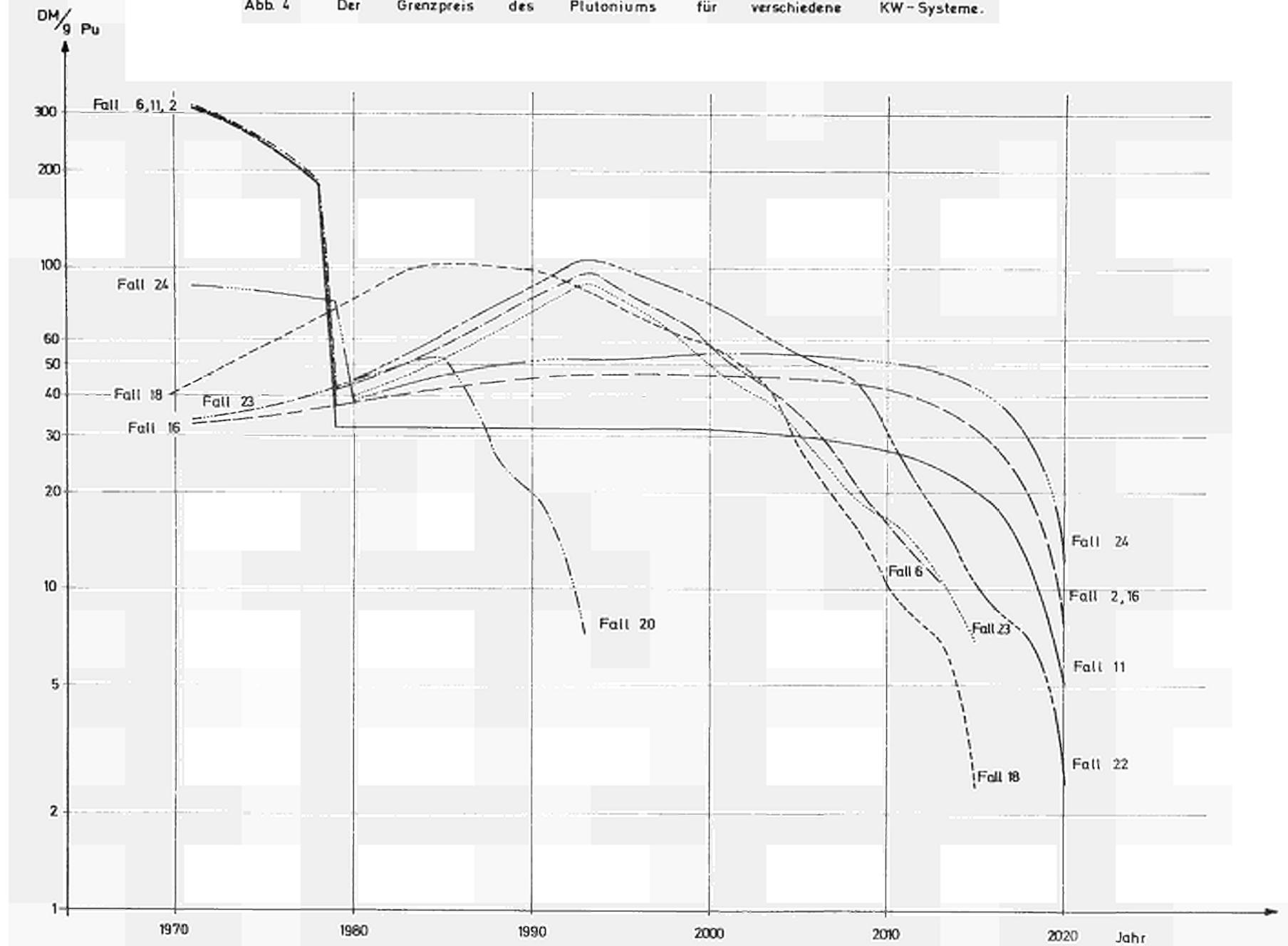
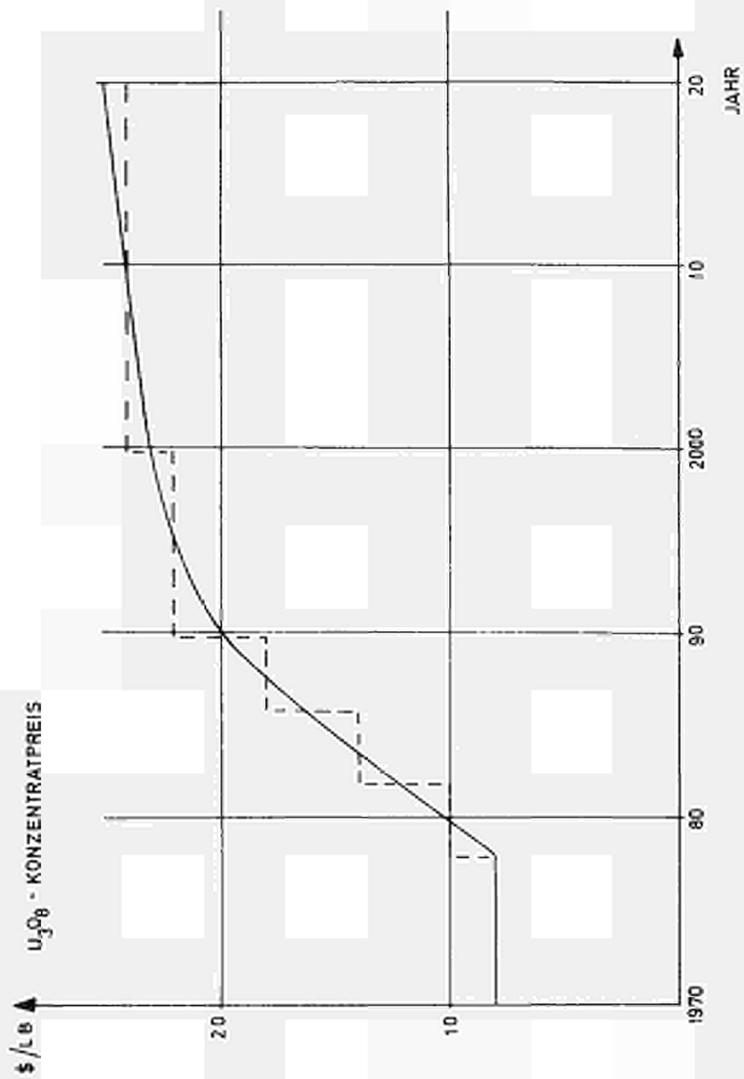


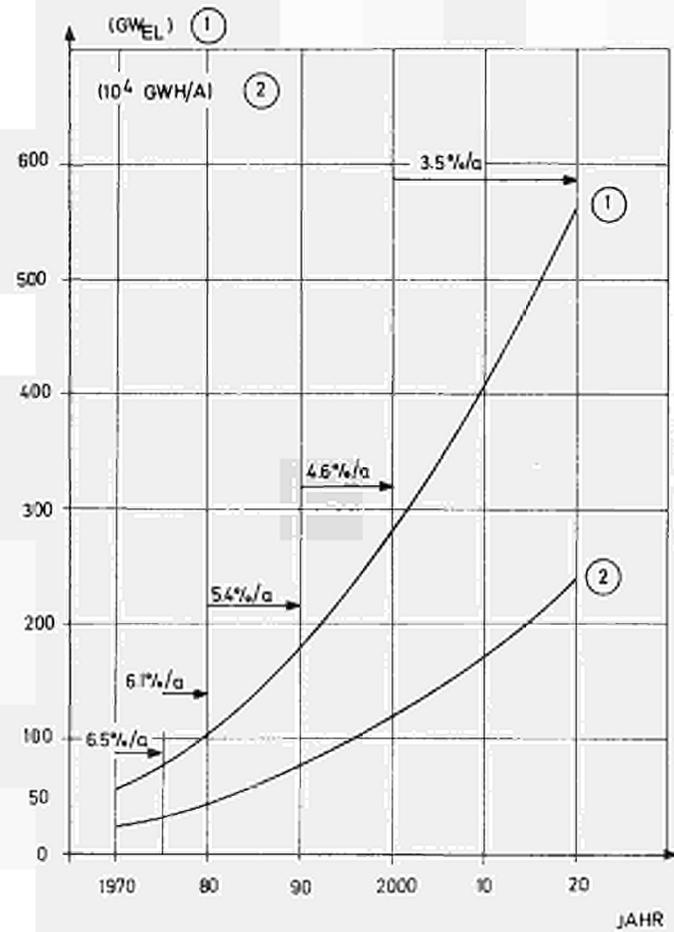
Abb. 4 Der Grenzpreis des Plutoniums für verschiedene KW-Systeme.





ZEITABHÄNGIGKEIT DES U_3O_8 -PREISES

ABB. 5



Zeitliche Expansion der Netzleistung (1) und des Energiebedarfs (2)

ABB. 6

Abb. 7 Der Leistungsanteil der KW des Referenzsystems I bei Kurz- bzw. Langzeitoptimierung

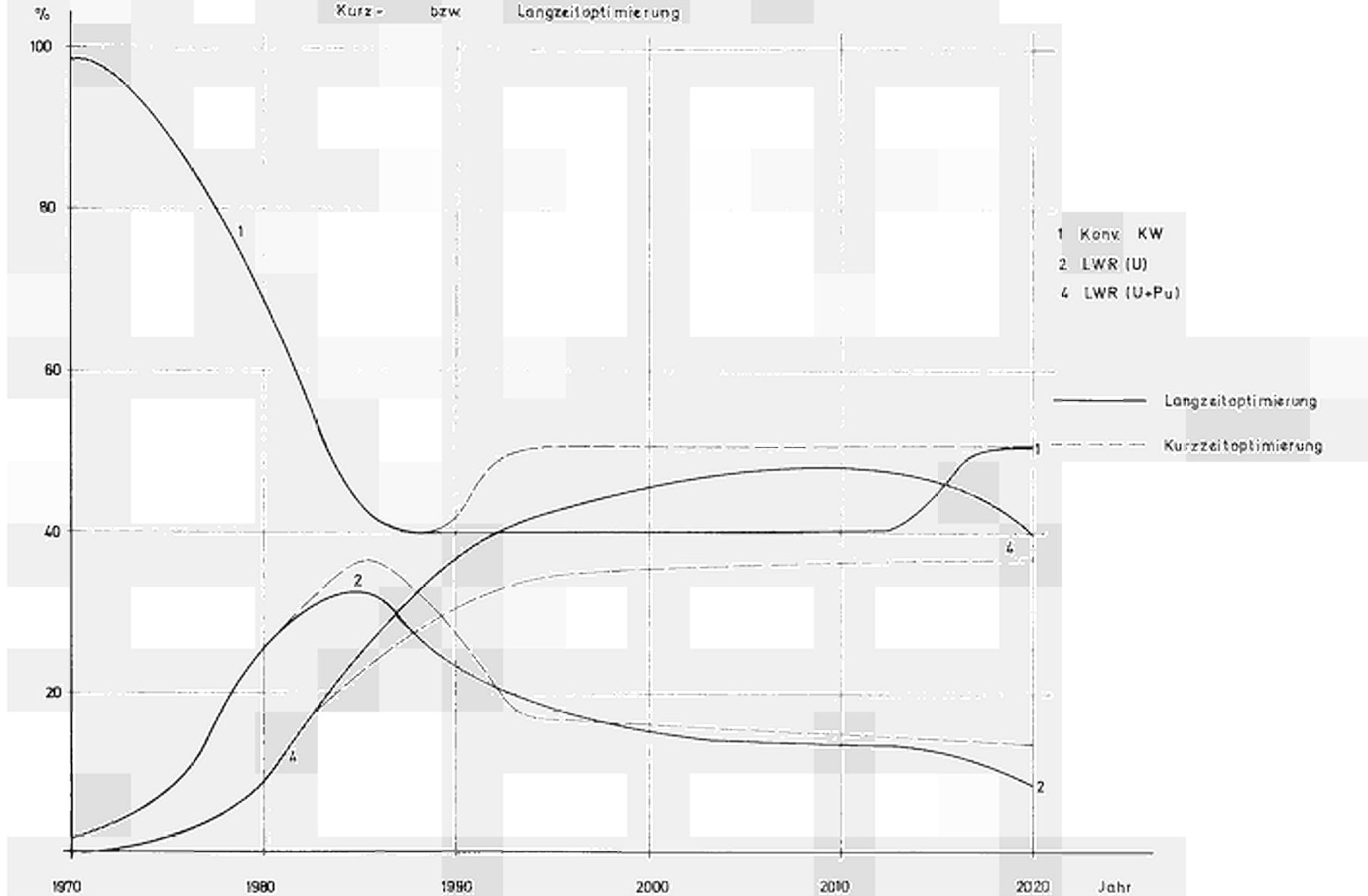


Abb. 8 Der Energieanteil der KW des Referenzsystems I bei Kurz- bzw. Langzeitoptimierung

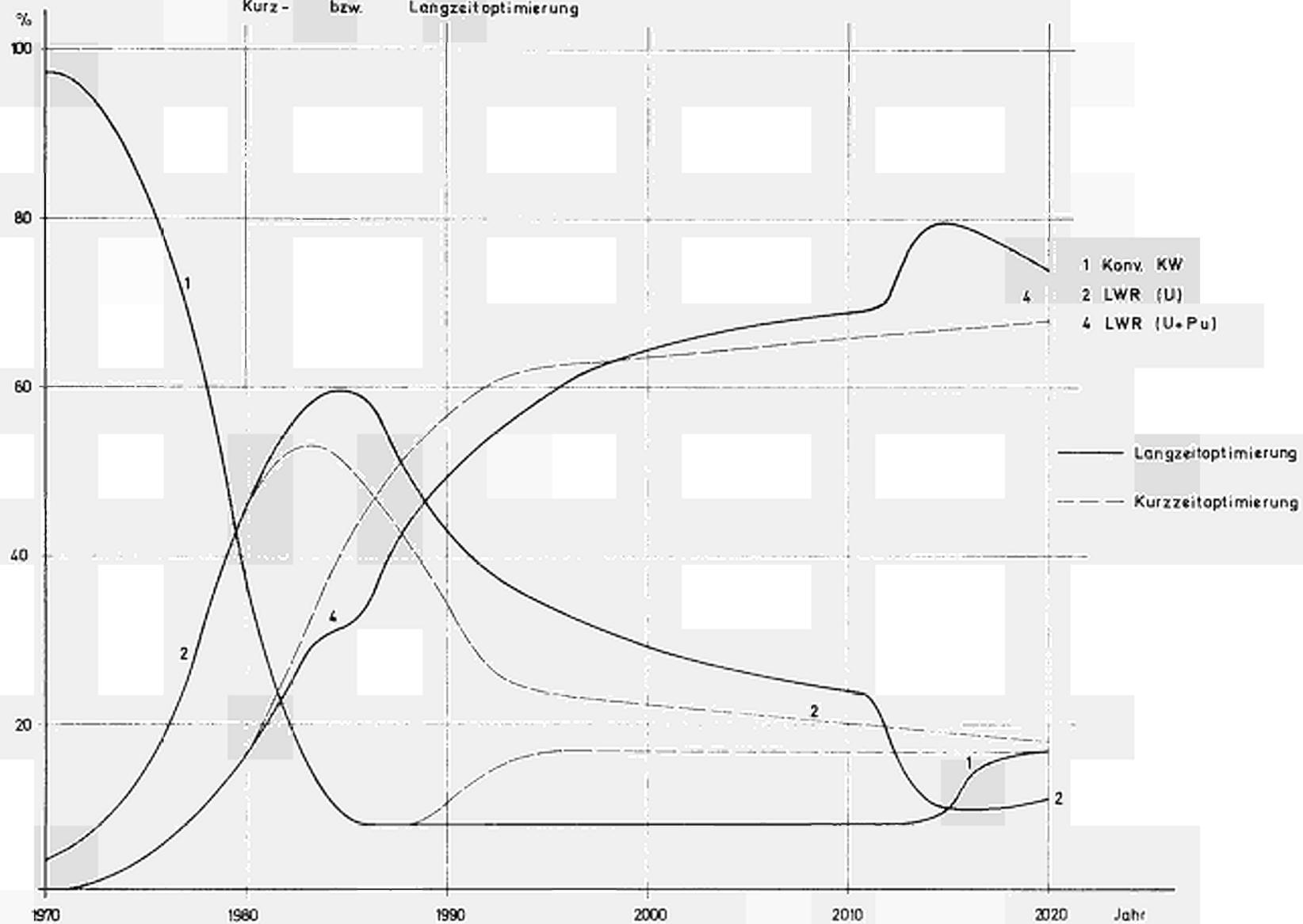


Abb. 9 Die Lastfaktoren der KW des Referenzsystems] bei Kurz- bzw. Langzeitoptimierung

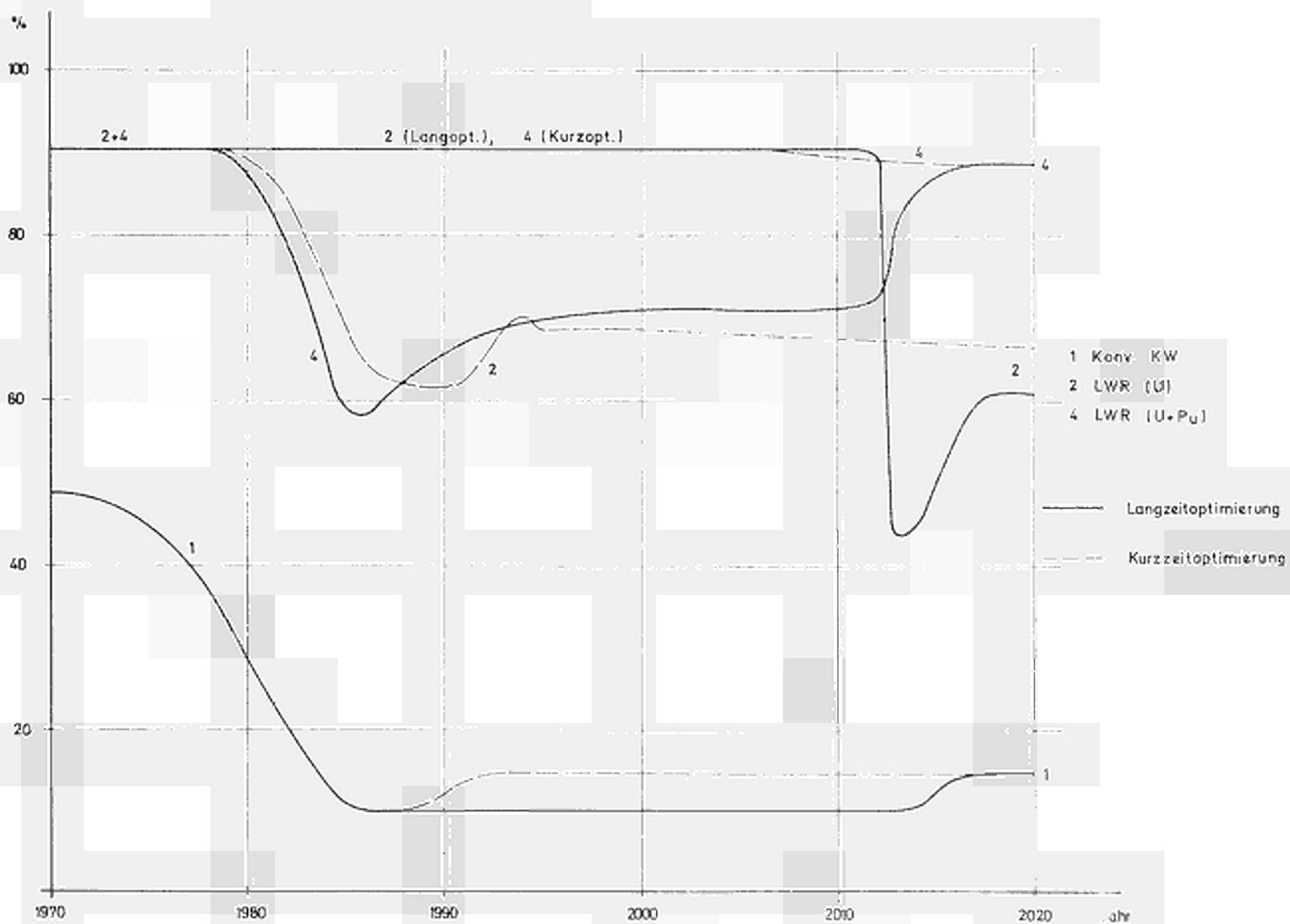
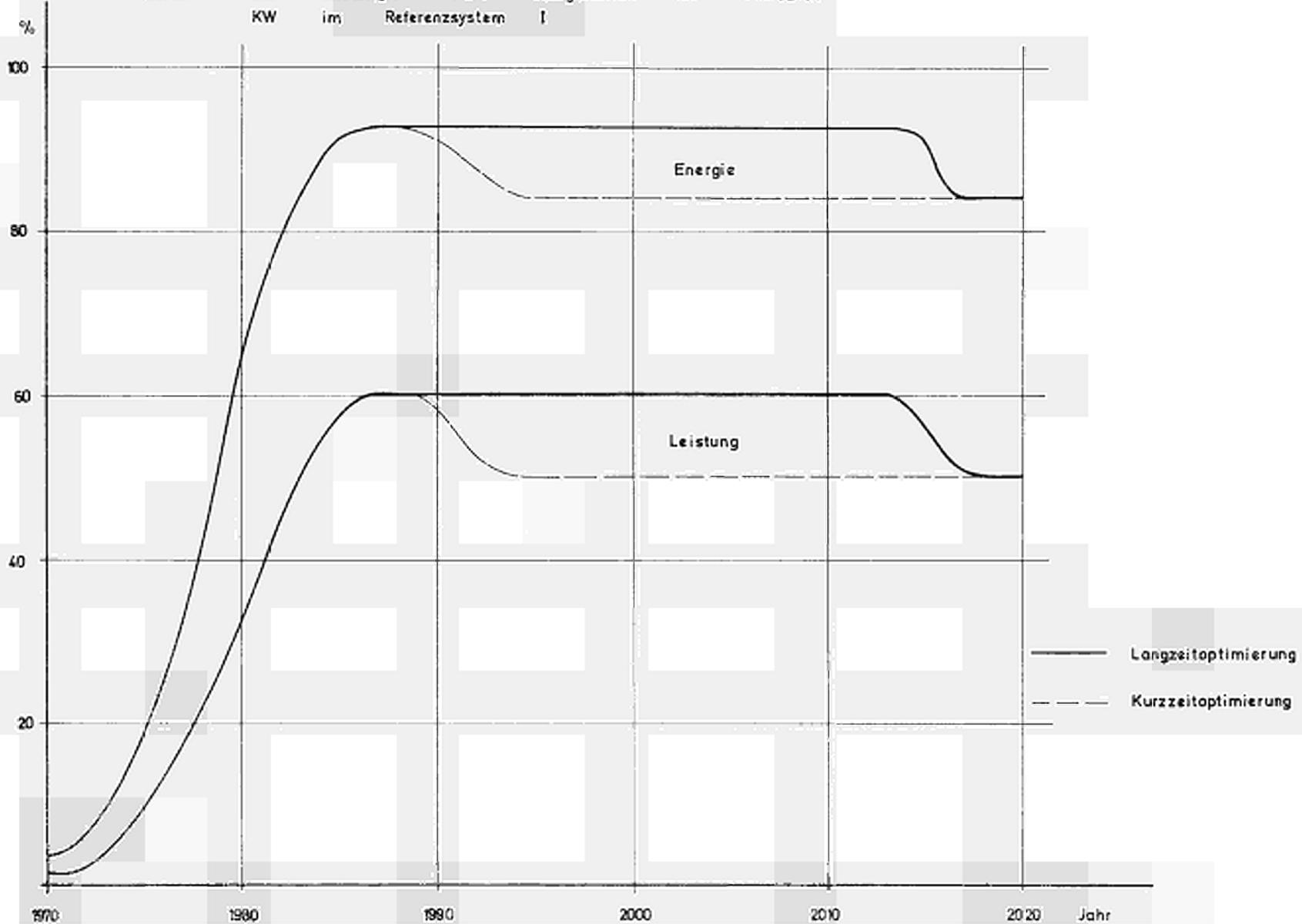


Abb. 10 Der Leistungs- bzw. Energieanteil der nuklearen im Referenzsystem I



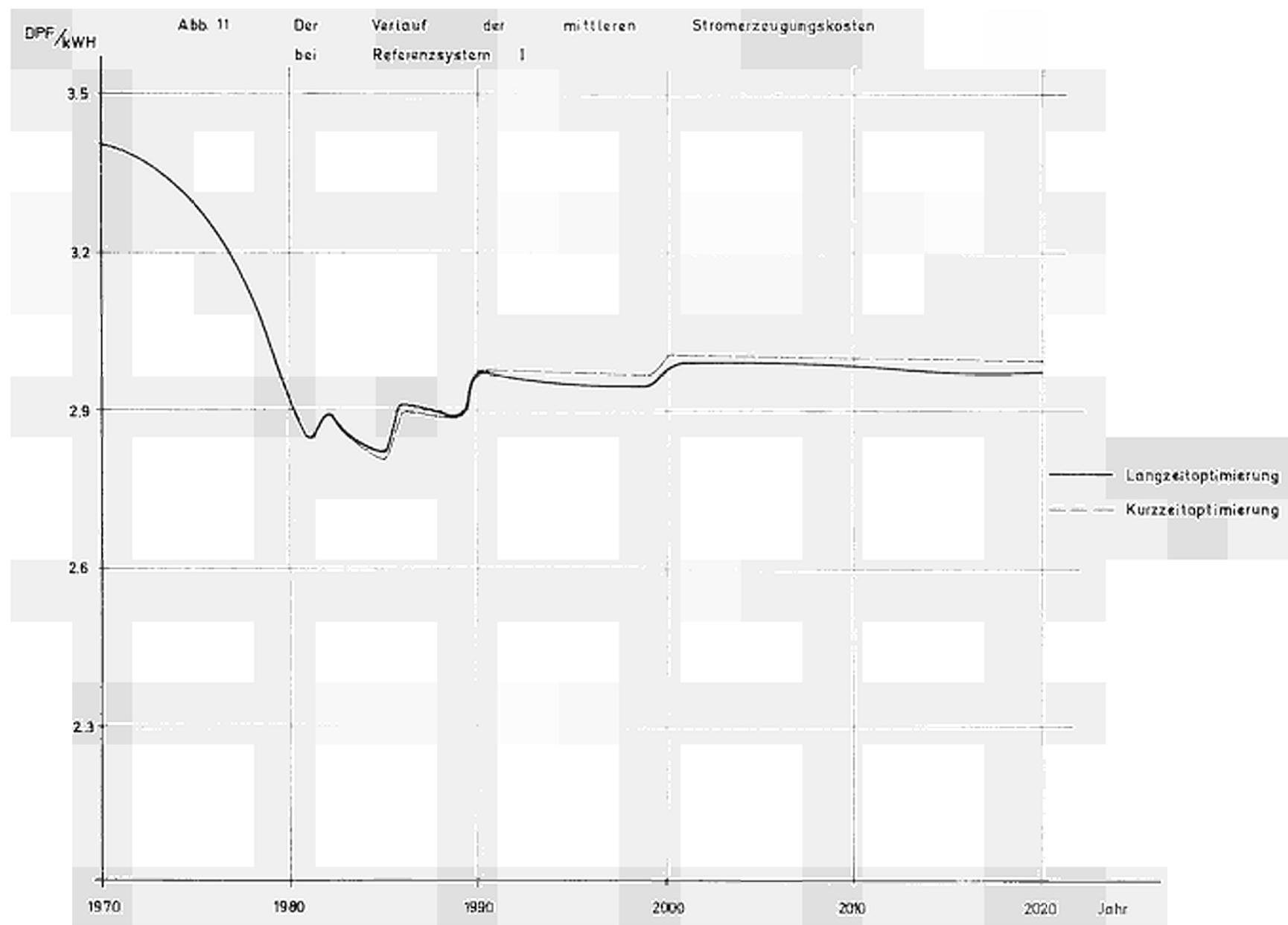


Abb. 12 Der Leistungsanteil der KW des Referenzsystems II bei Kurzzeitoptimierung

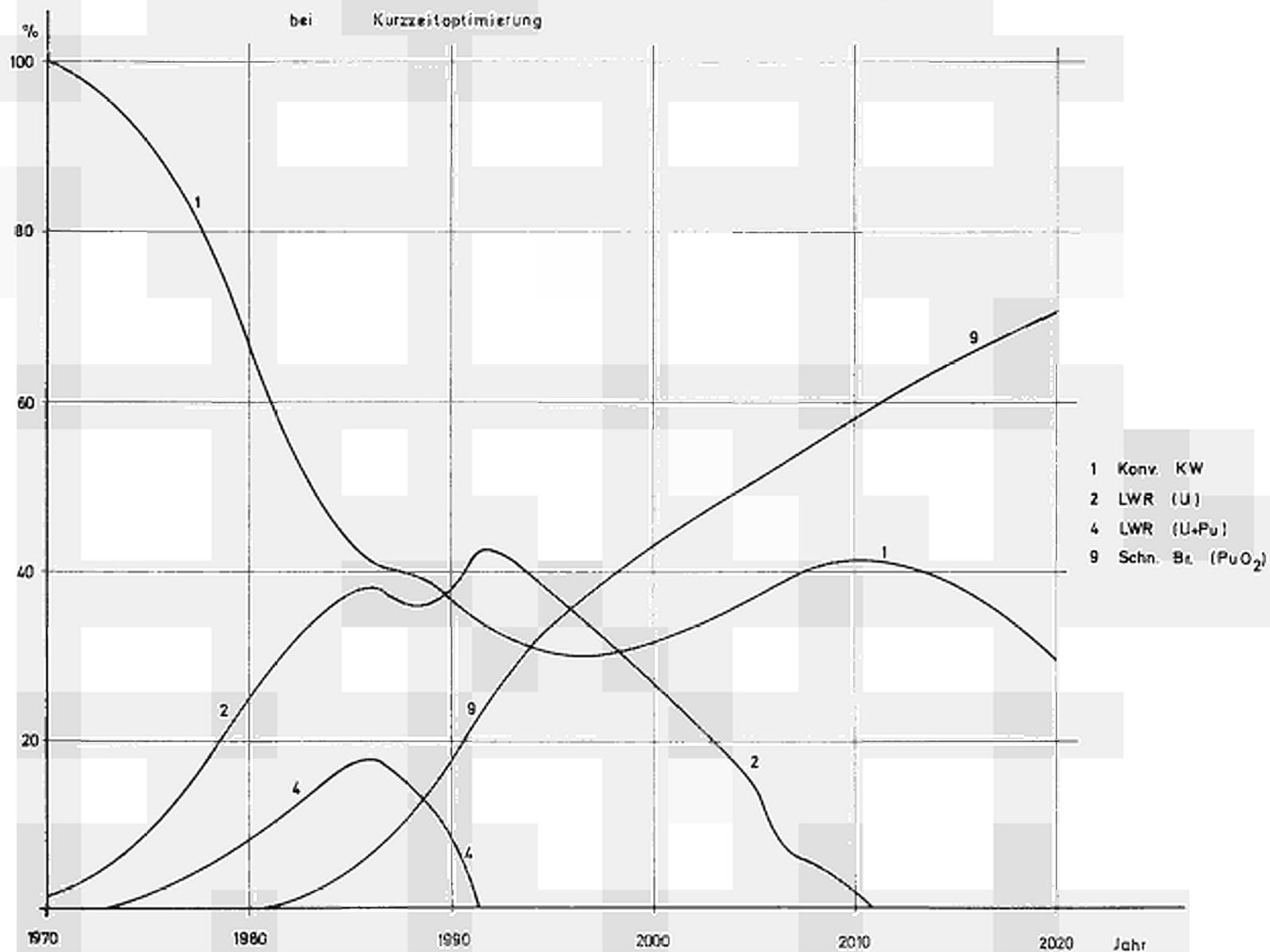


Abb. 13 Der Leistungsanteil der KW des Referenzsystems II bei Langzeitoptimierung

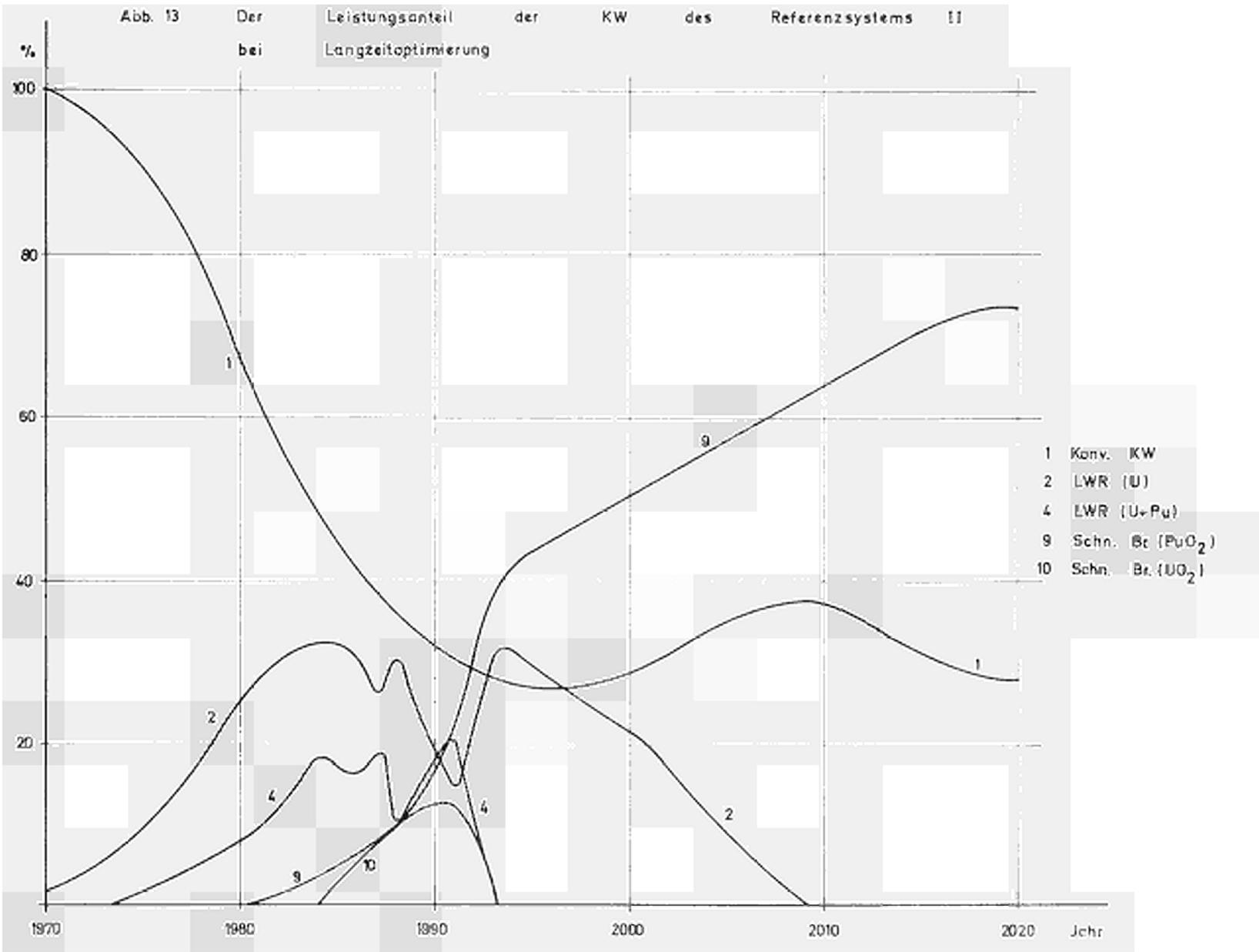


Abb. 14 Der Energieanteil der KW des Referenzsystems II bei Kurzzeitoptimierung

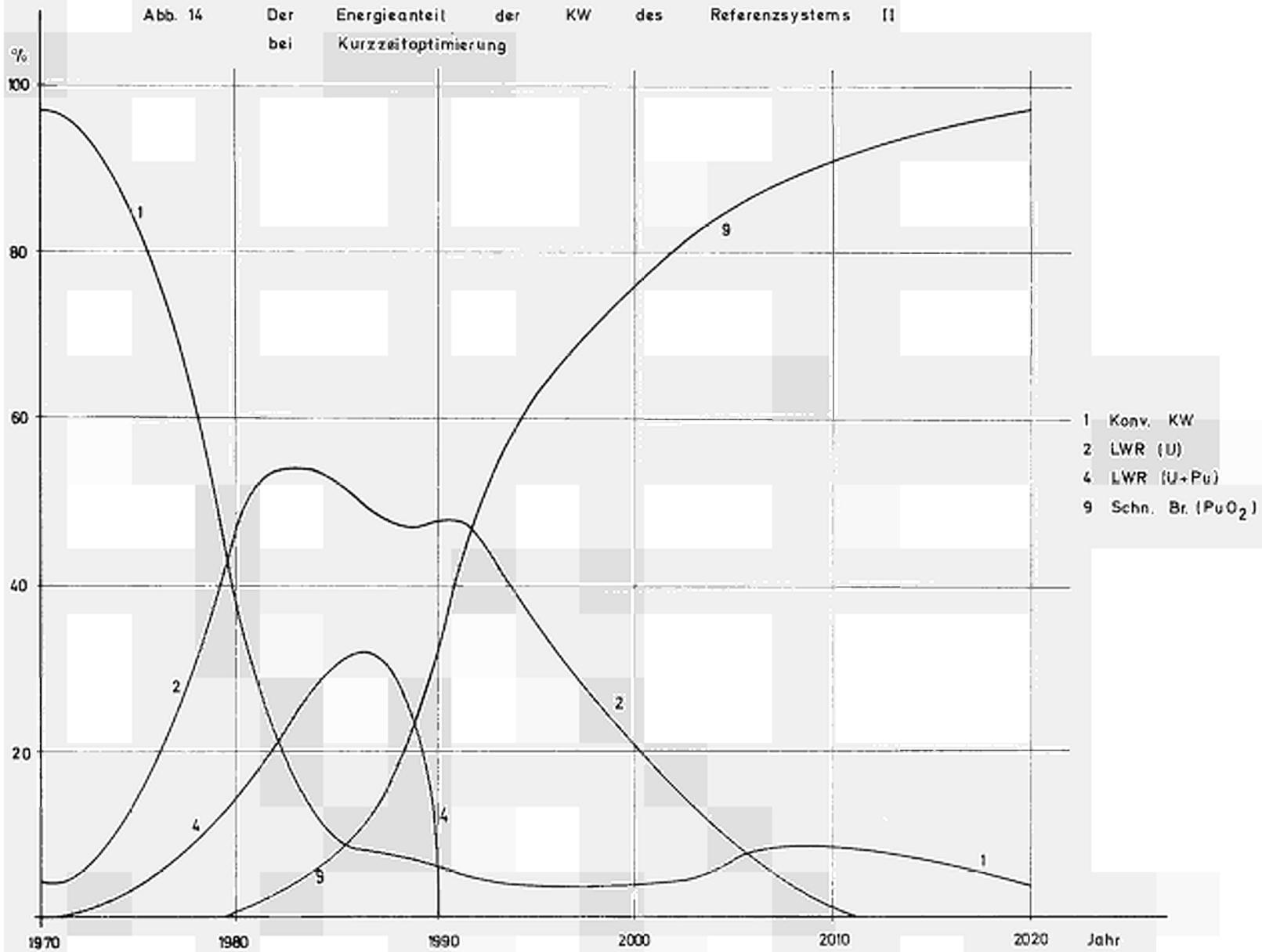


Abb. 15 Der Energieanteil der KW des Referenzsystems II bei Langzeitoptimierung

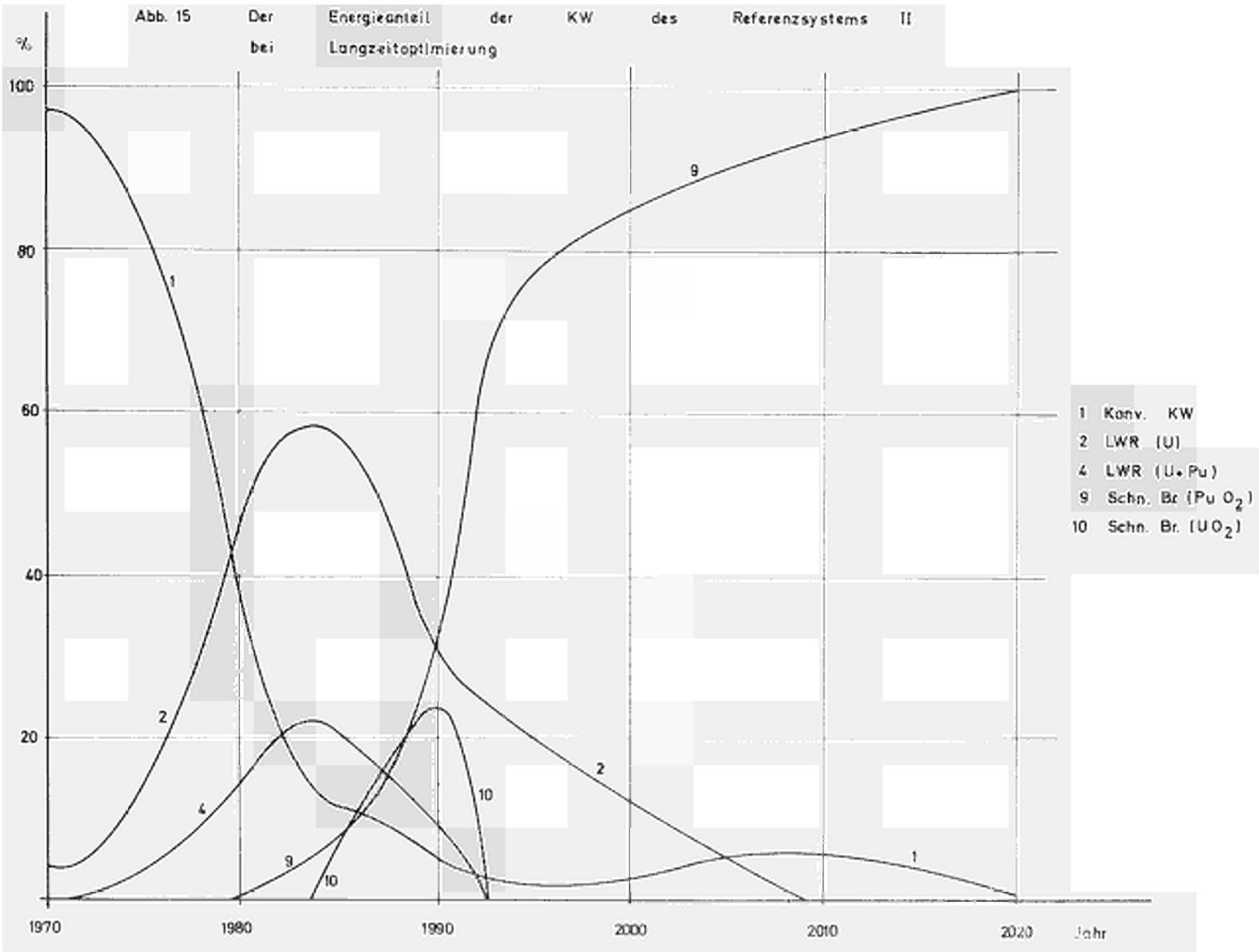


Abb. 16 Die Lastfaktoren der KW des Referenzsystems II bei Kurz- bzw. Langzeitoptimierung

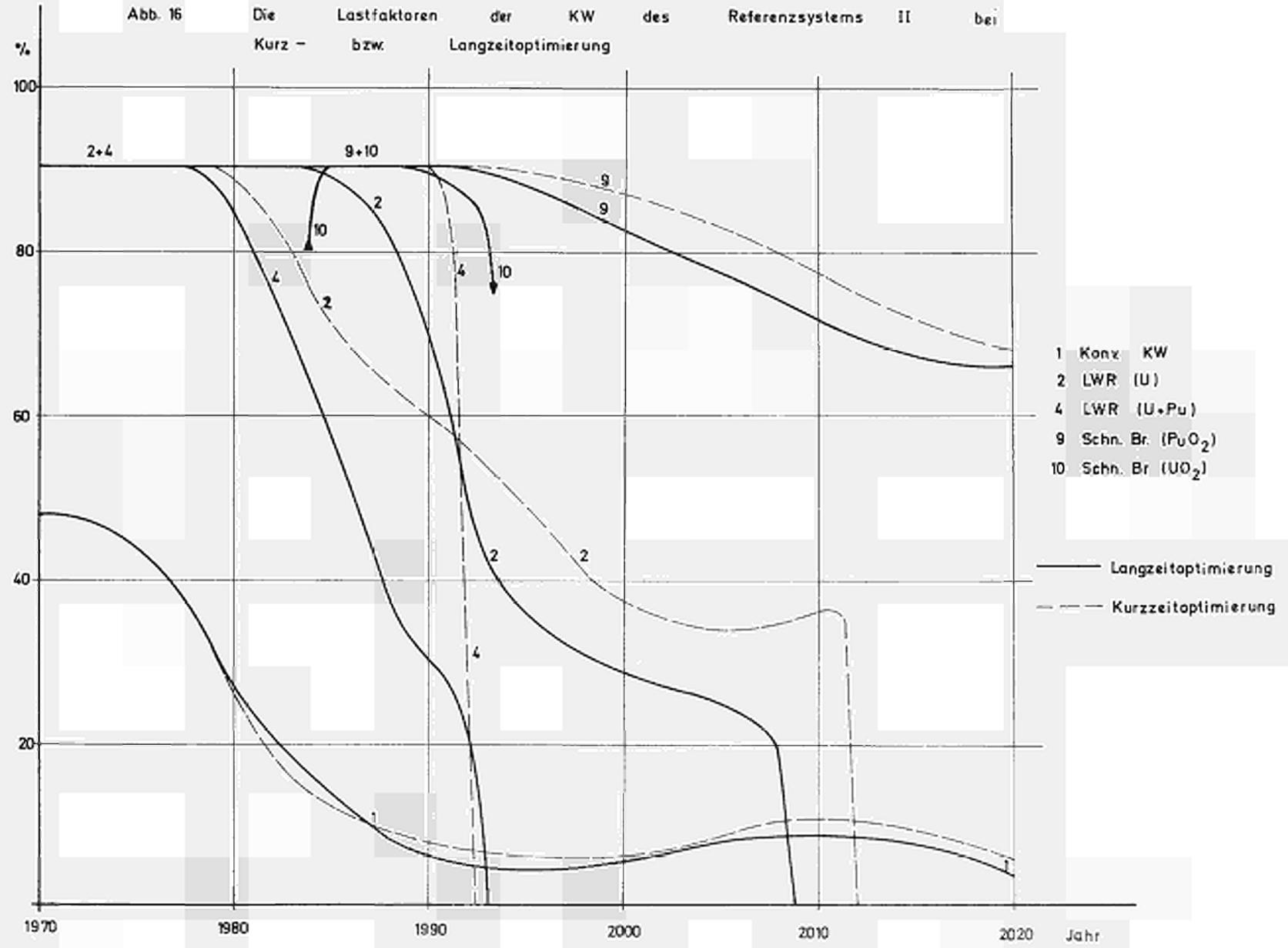
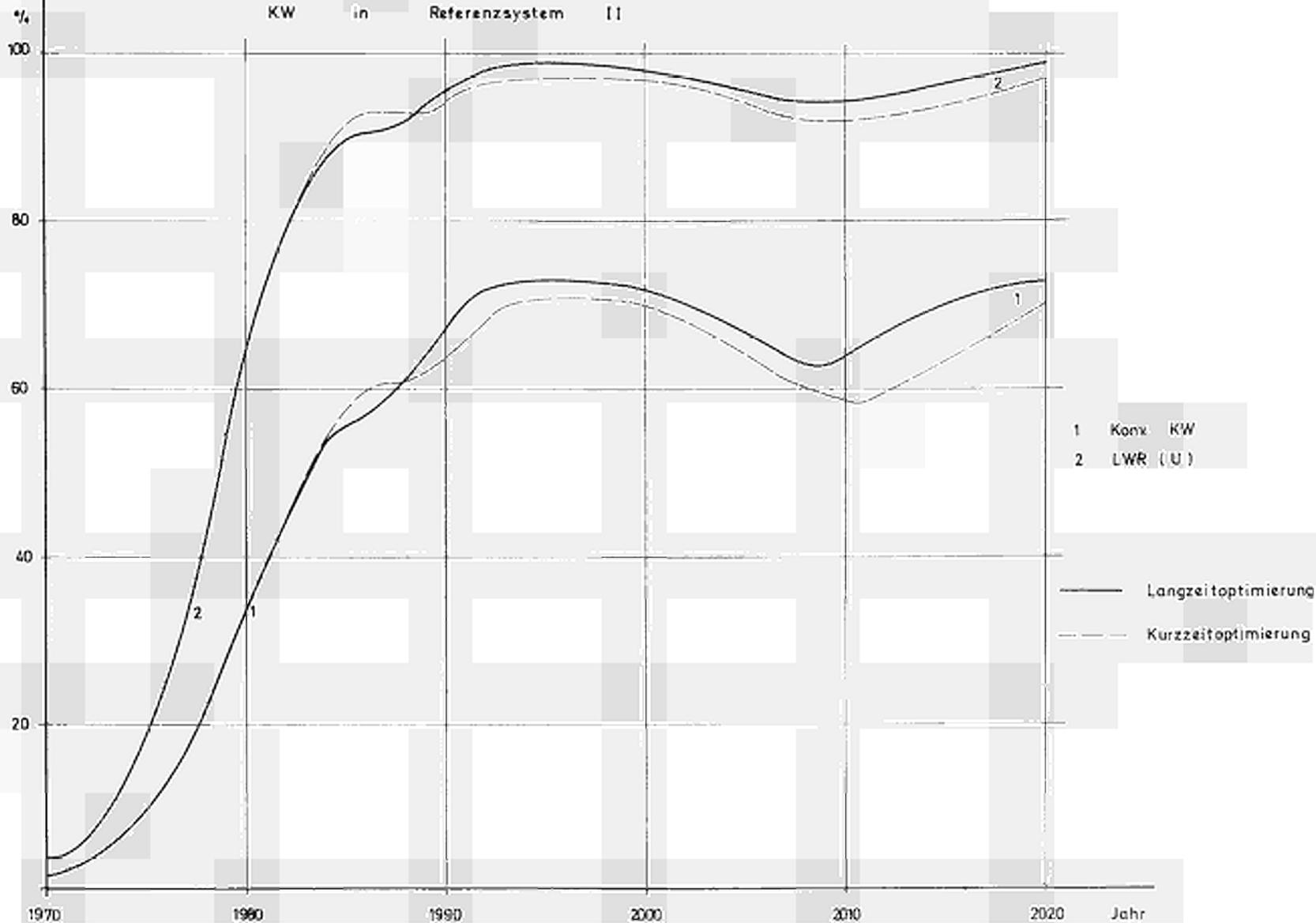


Abb. 17 Der Leistungs- bzw. Energieanteil der nuklearen KW in Referenzsystem II



DPF/kWh

Abb. 18

Der
bei

Verlauf
System II

der

mittleren

Stromerzeugungskosten

3.5

3.2

2.9

2.6

2.3

1970

1980

1990

2000

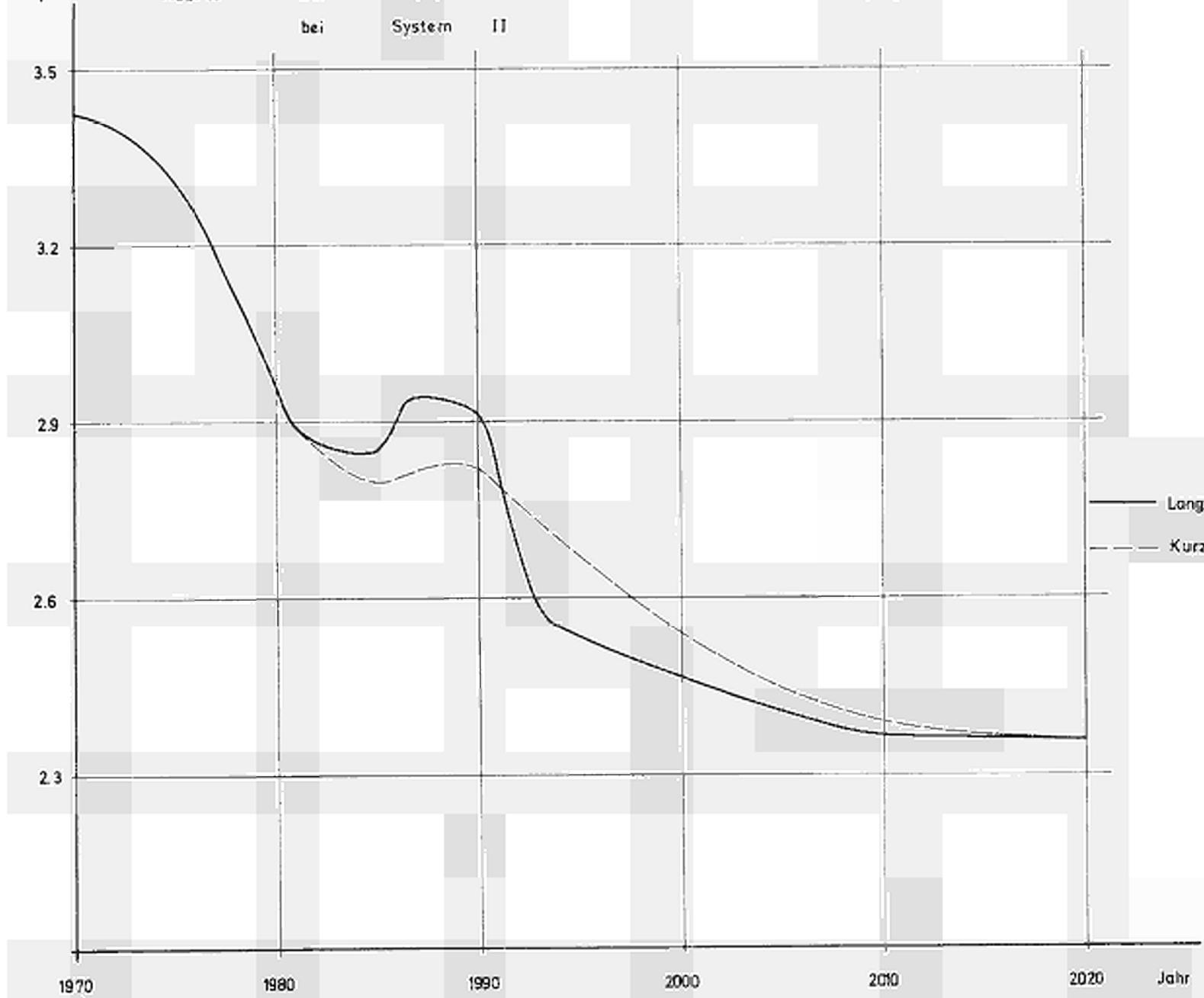
2010

2020

Jahr

— Langzeitoptimierung

- - - Kurzzeitoptimierung



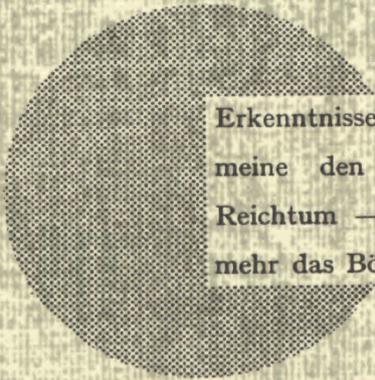
AN UNSERE LESER

Alle Wissenschaftliche und technische Berichte werden nach Erscheinen in der von der Zentralstelle für Information und Dokumentation (CID) herausgegebenen Monatszeitschrift "euro abstracts", angezeigt. Abonnement (1 Jahr : DM 60, BF 820) und Probehefte sind erhältlich bei :

Handelsblatt GmbH
"euro abstracts",
Postfach 1102
D 4 Düsseldorf 1 (Germany)

oder

Office de vente des publications officielles
des Communautés européennes
37, rue Glesener
Luxembourg



Erkenntnisse verbreiten ist soviel wie Wohlstand verbreiten — ich meine den allgemeinen Wohlstand, nicht den individuellen Reichtum — denn mit dem Wohlstand verschwindet mehr und mehr das Böse, das uns aus dunkler Zeit vererbt ist.

Alfred Nobel

VERTRIEBSSTELLEN

Alle von der Kommission der Europäischen Gemeinschaften veröffentlichten Berichte sind bei folgenden Stellen zu den auf der ersten Rückseite des Umschlags angegebenen Preisen erhältlich. Bei schriftlicher Bestellung bitte die EUR-Nummer und den Titel, die beide auf der ersten Umschlagseite jedes Berichts stehen, deutlich angeben.

VERTRIEBSSTELLE DER AMTLICHEN VERÖFFENTLICHUNGEN DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

37, rue Glesener, Luxembourg (Compte chèque postal N° 191-90)

BELGIQUE — BELGIË

MONITEUR BELGE
Rue de Louvain, 40-42 - 1000 Bruxelles
BELGISCH STAATSBLED
Leuvenseweg 40-42 - 1000 Brussel

LUXEMBOURG

OFFICE DE VENTE
DES PUBLICATIONS OFFICIELLES
DES COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES
37, rue Glesener - Luxembourg

DEUTSCHLAND

BUNDESANZEIGER
Postfach - 5000 Köln 1

NEDERLAND

STAATSDRUKKERIJ
Christoffel Plantijnstraat - Den Haag

FRANCE

SERVICE DE VENTE EN FRANCE
DES PUBLICATIONS DES
COMMUNAUTÉS EUROPÉENNES
26, rue Desaix - 75 Paris 15^e

ITALIA

LIBRERIA DELLO STATO
Piazza G. Verdi, 10 - 00198 Roma

UNITED KINGDOM

H. M. STATIONERY OFFICE
P.O. Box 569 - London S.E.1

Kommission der
Europäischen Gemeinschaften
G.D. XIII - C.I.D.
29, rue Aldringer
L u x e m b o u r g

CDNA04474DEC