



**KFA**

**KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH**  
GESELLSCHAFT MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG  
**HHT-Projekt**

**Technischer und wirtschaftlicher Stand  
sowie Aussichten der Kernenergie  
in der Kraftwirtschaft der BRD**

**Studie im Auftrag des Bundesministeriums  
für Bildung und Wissenschaft**

**I. TEIL**

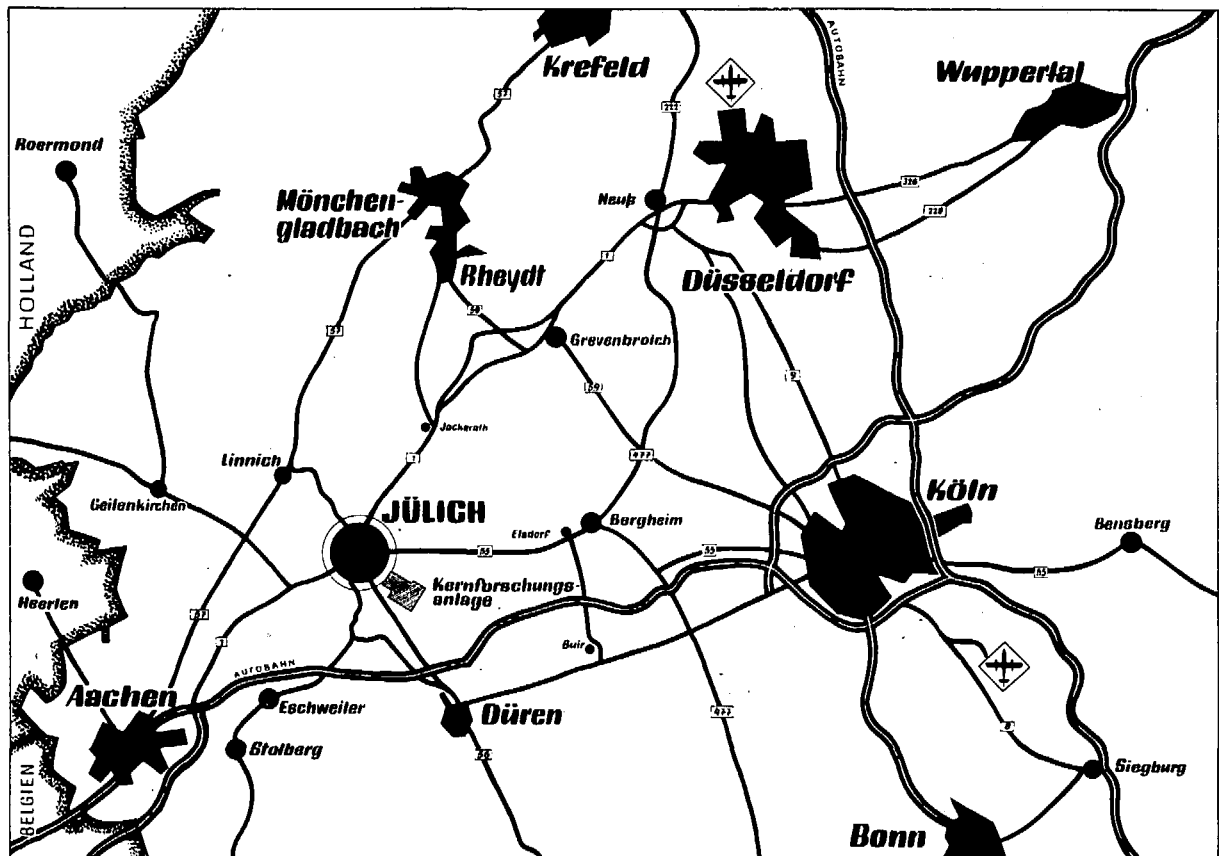
**Fortschreibung mit Stand Oktober 1971**

von

**B. Bergmann, H. Krämer**

**JÜI - 827 - HT**  
**Februar 1972**

Als Manuskript gedruckt



**Berichte der Kernforschungsanlage Jülich - Nr. 827**

HHT-Projekt Jül - 827 - HT

Dok.: Nuclear Power Plants - Germany (Federal Republic)  
 Electric Power - Germany (Federal Republic)  
 Power Plants - Germany (Federal Republic)  
 Fuels - Germany (Federal Republic)  
 Reactor Fuel Cycle - Germany (Federal Republic)  
 Germany (Federal Republic) - Nuclear Power Plants  
 Germany (Federal Republic) - Power Plants  
 Germany (Federal Republic) - Reactor Fuel Cycle  
 Germany (Federal Republic) - Fuels  
 Reactors, Water-Moderated - Development  
 Power Plants - Development  
 Power Plants - Planning  
 Power Plants - Economic Aspects  
 Power Plants - Environmental Pollution  
 Environmental Pollution - Power Plants

Im Tausch zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK der Kernforschungsanlage Jülich GmbH,  
 Jülich, Bundesrepublik Deutschland

# **Technischer und wirtschaftlicher Stand sowie Aussichten der Kernenergie in der Kraftwirtschaft der BRD**

**Studie im Auftrag des Bundesministeriums  
für Bildung und Wissenschaft**

## **I. TEIL**

Fortschreibung mit Stand Oktober 1971

von

B. Bergmann, H. Krämer

## INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
I. Einleitung	1
II. Die Strombilanz der BRD	2
III. Struktur der Elektrizitätsversorgung	6
IV. Technologische Entwicklungstendenzen moderner Kraftwerkskonzepte	8
IV.1 Fossil gefeuerte Kraftwerke	8
IV.2 Entwicklungslinien der Turbosätze	12
IV.3 Kernkraftwerke	14
IV.3.1 Druckwasserreaktoren	15
IV.3.1.1 Neutronenphysikalische Auslegung	15
IV.3.1.2 Thermohydraulische Auslegung	19
IV.3.1.3 Instrumentierung	20
IV.3.1.4 Brennelementauslegung	20
IV.3.1.5 Reaktordruckbehälter	22
IV.3.1.6 Primärkreislauf	24
IV.3.1.7 Sicherheitsbehälter	25
IV.3.1.8 Ferritischer Primärkreislauf	26
IV.3.1.9 Weitere Vereinfachungen	26
IV.3.2 Siedewasserreaktoren	27
IV.3.2.1 Neutronenphysikalische Auslegung	27
IV.3.2.2 Thermohydraulische Auslegung	28
IV.3.2.3 Brennelement-Auslegung	29
IV.3.2.4 Reaktordruckbehälter	30
IV.3.2.5 Umwälzpumpen	32
IV.3.2.6 Dampf-Wasser-Trennung	32
IV.3.2.7 Sicherheitsbehälter	32
IV.3.2.8 Ferritischer Kreislauf	33
IV.3.2.9 Weitere Vereinfachungen	33

	Seite
V. Bau- und Betriebserfahrungen mit Wärmekraftwerken	34
VI. Umweltbelastung durch die Kraftwirtschaft	37
VI.1 Gewässerbelastung	37
VI.1.1 Thermische Belastung	37
VI.1.2 Radiologische Belastung	43
VI.2 Belastung der Atmosphäre	46
VI.2.1 Radiologische Belastung	46
VI.2.2 Chemische Belastung	47
VI.2.3 Flugasche-Belastung	54
VI.3 Lärmbelastung	57
VI.4 Ästhetik	58
VII. Der fossile Brennstoffmarkt	59
VII.1 Steinkohle	60
VII.2 Braunkohle	64
VII.3 Mineralöl	66
VII.4 Erdgas	71
VIII. Der nukleare Brennstoffmarkt	79
VIII.1 Uranerzbergbau	81
VIII.2 Konzentratkonversion	85
VIII.3 Anreicherung	87
VIII.4 Transport	92
VIII.5 Brennelementherstellung	93
VIII.6 Wiederaufarbeitung	95
VIII.7 Wiederaufarbeitungsprodukte	97
IX. Brennstoffkreislaufkosten	101
X. Stromerzeugungskosten	107
X.1 Anlagekosten	107
X.2 Bauherrnseitige Aufwendungen	110
X.3 Preisgleitung während der Bauzeit	111
X.4 Zinsen und Steuern während der Bauzeit	112
X.5 Leistungsabhängige Kosten	112

	Seite
X.6      Betriebsabhängige Kosten	113
X.7      Stromerzeugungskosten	115
X.1      Die voraussichtliche Entwicklung der Kraftwirtschaft bis 1985	122

## I. Einleitung

Verschiebungen der Konkurrenzsituation auf dem Brennstoffmarkt, eine steile Eskalation der Anlagekosten, insbesondere bei den Kernkraftwerken, sowie eine Vielzahl von Gesichtspunkten, die sich aus der regen Diskussion des Teils I der Studie "Technischer und wirtschaftlicher Stand sowie Aussichten der Kernenergie in der Kraftwirtschaft der BRD" ergaben, hat die Autoren zu einer gründlichen Überarbeitung ihres Ende 1970 vorgelegten Berichtes veranlaßt.

Unter dem Eindruck der Fortschritte bei der kommerziellen Nutzung der Kernenergie, die ihren Ausdruck in einer Vielzahl von Kernkraftwerksbestellungen im Laufe des Jahres 1971 fand, und unter Berücksichtigung der Bedeutung der technologischen und ökonomischen Entwicklungsmöglichkeiten erprobter Kernkraftwerkskonzepte als Referenzgrößen für förderungspolitische Maßnahmen des Bundesministeriums für Bildung und Wissenschaft erschien es den Autoren sinnvoll, in der Fortschreibung des Teil I dem nuklearen Brennstoffmarkt und den Entwicklungslinien von Leichtwasserreaktoren einen breiteren Raum zu geben. Hochtemperaturreaktoren (HTR), auf die in 1971 mit 4860 MWe bereits 16 % der US-amerikanischen Kernkraftwerksbestellungen entfielen, konnten in die Betrachtungen nicht einbezogen werden, weil gesichertes Datenmaterial für kommerzielle Zweikreisanlagen (insbesondere auf Basis europäischer Marktgegebenheiten) nicht verfügbar war. Gesichtspunkte der HTR-Entwicklung in der BRD sind in Teil II der Studie aufgezeigt.

Diesem Ziel folgend gibt die Studie nach einer kurzen Betrachtung der Strombilanz und EVU-Struktur in der BRD einen Überblick über die Entwicklungslinien von konventionellen und nuklearen Dampferzeugersystemen, Turbogeneratoren sowie über die Betriebserfahrungen mit Leichtwasserreaktoren. Es schließt sich eine Analyse der Umweltbelastung der verschiedenen Kraftwerkskonzepte und der mit ihrer Reduktion verbundenen technologischen und finanziellen Aufwendungen an. Eine Untersuchung des Brennstoffmarktes sowie die Gegenüberstellung der Ökonomie der verschiedenen Kraftwerkskonzepte bilden die Basis für eine Prognose der Weiterentwicklung der Kraftwirtschaft bis Mitte der 80er Jahre.

Alle dieser Studie zugrunde gelegten relevanten Daten wurden mit den Elektrizitätsversorgungsunternehmen und der einschlägigen Industrie sorgfältig abgestimmt und stellen repräsentative Kenngrößen der Kraftwirtschaft mit Stand vom Oktober 1971 dar.

## II. Die Strombilanz der BRD

In Abb. 1 [1] ist die Struktur von Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie für das Jahr 1970 in einem Fließschema dargestellt. Die Bruttostromerzeugung lag mit 242,6 TWh im Jahre 1970 nur um 7,3 % (mittlere jährliche Zuwachsrate 1960 - 1970: 7,9 %/a) über der des Vorjahres und wurde von einer Engpaßleistung in Höhe von 50 833 MW (Stand: 31.12.1970) aufgebracht. Tab. 1 und 2 [1], die nach Energiequellen aufgeteilt Engpaßleistung und Stromerzeugung der öffentlichen Kraftwerke, der Industriekraftwerke und der Stromerzeugungsanlagen der Deutschen Bundesbahn zeigen, lassen die schnell wachsende Bedeutung des Erdgases für die Stromerzeugung erkennen: 1970 wurde in öffentlichen, Industrie- und Bundesbahn-Kraftwerken mit 6,7 Mrd Nm<sup>3</sup> Erdgas ( $H_O = 4300 \text{ kcal/Nm}^3$ ) für 13,3 TWh 40 % mehr Erdgas in Kraftwerken unterfeuert als im Vorjahr. Demgegenüber stieg die Erzeugung aus Kernenergie nur gut halb so stark auf 6,0 TWh. Erst mit der Inbetriebnahme der großen Kernkraftwerke in Stade und Würgassen im Jahre 1972 werden für die Kernenergie auch absolut gesehen bedeutsame Zuwachsraten erreicht werden.

	insgesamt		öffentliche Kraftwerke		Industriekraftwerke		Bundesbahn	
	31.12.69 MW	31.12.70 MW	31.12.69 MW	31.12.70 MW	31.12.69 MW	31.12.70 MW	31.12.69 MW	31.12.70 MW
Laufwasser	2455	2504	2055	2098	300	282	100	124
Speicherwasser			203	205	-	-		
Pumpenspeicher mit natürlichem Zufluß			919	919	-	-		
Pumpenspeicher ohne natürlichen Zufluß			1110	1110	-	-		
Wasser	4728	4779	4287	4332	300	282	141	165
Steinkohle			7029	6834	7844	8151		
Mischfeuerung			9088	9608	3380	3320		
Steinkohle einschließlich Mischfeuerung	27959	28531	16117	16442	11224	11471	618	618
Braunkohle einschl. Torf	8414	8853	7519	8080	895	773	-	-
Kernenergie	933	958	933	958	-	-	-	-
Heizöl			2361	2394				
Erdgas	6778	7712	1052	1406	3175	3723	100	100
Sonstige			81	89				
Wärme	44084	46054	28063	29369	15294	15967	718	718
insgesamt	48812	50833	32359	33701	15594	16249	859	883

Engpaßleistung der öffentlichen Kraftwerke, der Industriekraftwerke und der Stromerzeugungsanlagen der Deutschen Bundesbahn

Tab. 1

Wachsende Ausnutzungszahlen (Tab. 3), insbesondere in den letzten Jahren, sind Ausdruck einer gleichmäßigeren Kraftwerksnutzung, aber auch einer weiteren Ausschöpfung von Leistungsreserven. Die Jahresbenutzungsdauerlinie ausgewählter EVU (Abb. 2) wie auch deren Approximation für die gesamte öffentliche



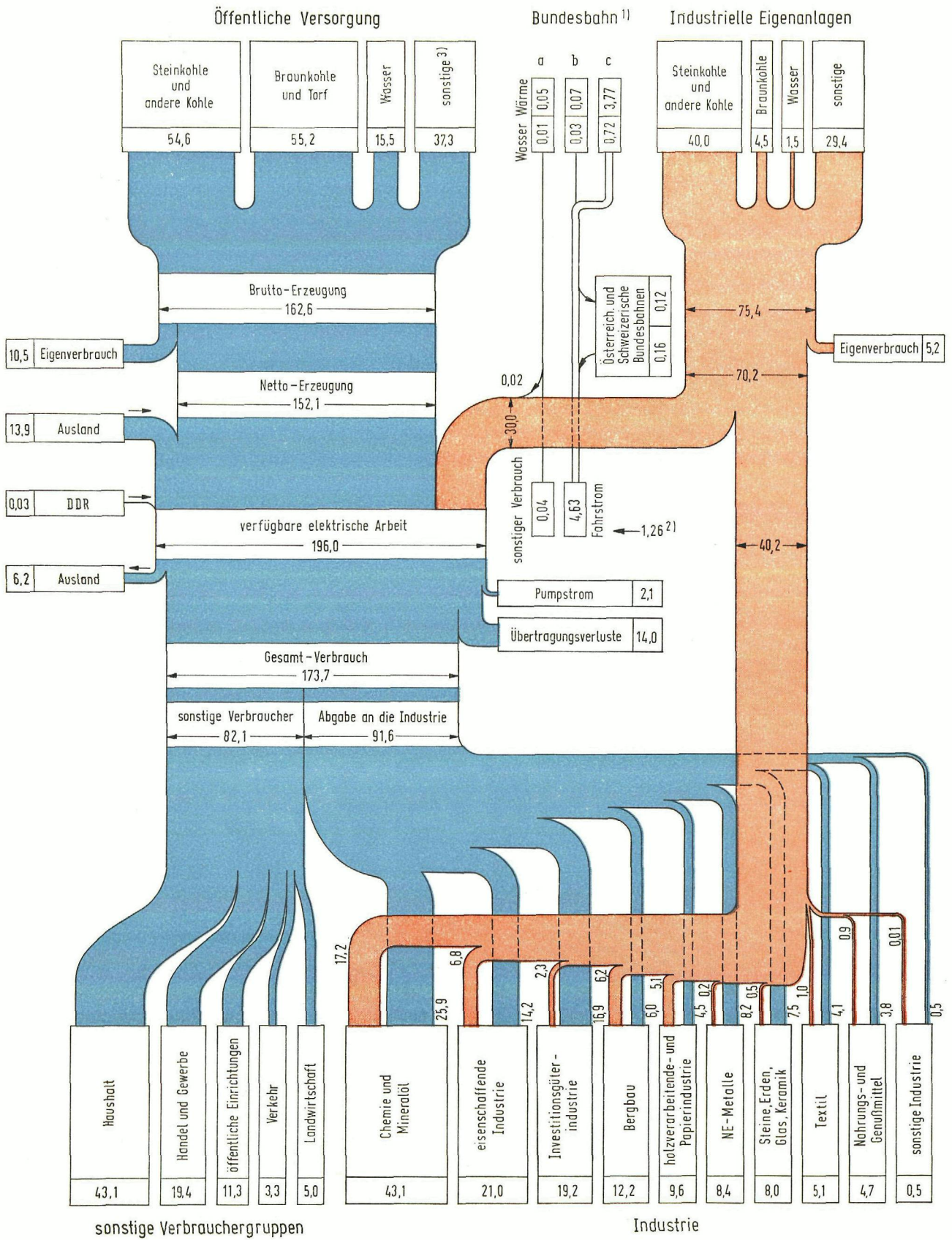


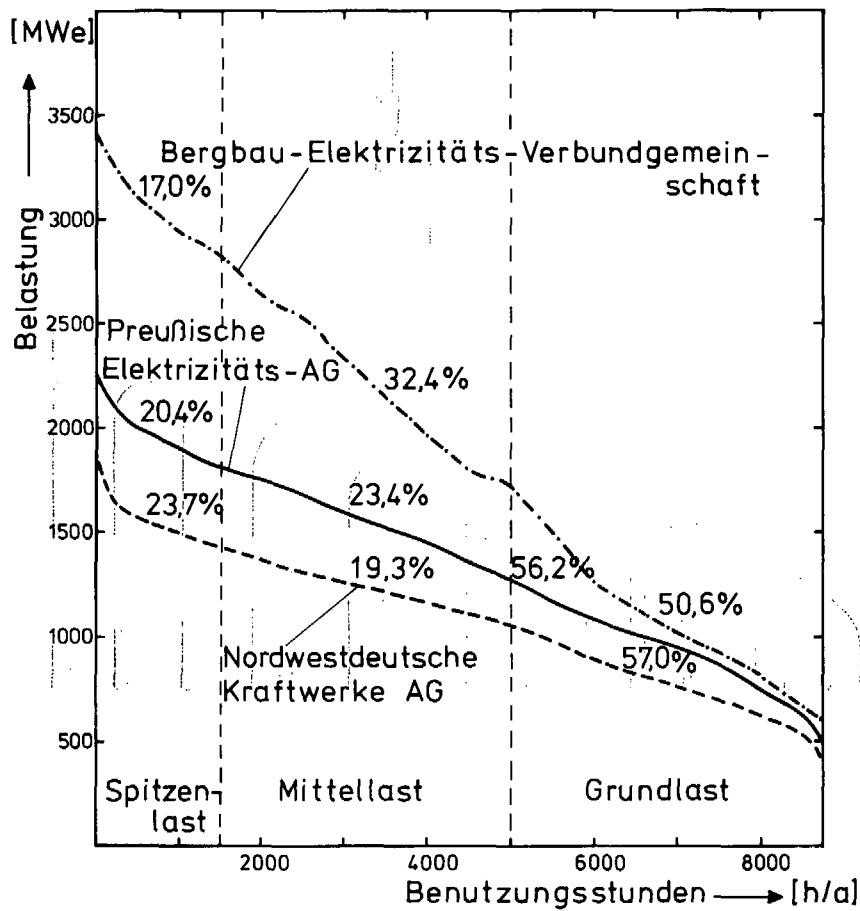
Abb. 1: Strombilanz 1970 in der BRD

	insgesamt		öffentliche Kraftwerke		Industriekraftwerke		Bundesbahn	
	Erzeugung	Brennstoffaufwand	Erzeugung	Brennstoffaufwand	Erzeugung	Brennstoffaufwand	Erzeugung	Brennstoffaufwand
	TWh	$10^6/10^9/10^3 \text{ m}^3 \text{ x}^)$	TWh	$10^6/10^9/10^3 \text{ m}^3 \text{ x}^)$	TWh	$10^6/10^9/10^3 \text{ m}^3 \text{ x}^)$	TWh	$10^6/10^9/10^3 \text{ m}^3 \text{ x}^)$
Wasser	17,8		15,5		1,5		0,8	
Braunkohle	59,7	80,6	55,2	75,9	4,5	4,7	-	-
Steinkohle	95,5	32,8	53,1	18,1	39,3	13,5	3,1	1,2
sonstige feste Brennstoffe	2,2	0,8	1,5	0,6	0,7	0,2		0,01
Heizöl	36,3	7,4	20,5	4,5	15,6	2,9	0,2	0,05
Erdgas	13,3	6,7	9,0	4,7	4,3	2,0	0,03	0,02
Gichtgas u. andere Gase	9,5	5,9	1,0	0,5	8,0	5,1	0,5	0,3
Kernenergie	6,0		6,0		-		-	
Sonstige	2,3		0,8		1,5		-	
insgesamt	242,6		162,6		75,4		4,6	

x) umgerechnet auf  $H_o = 4300 \text{ kcal/m}^3$

Stromerzeugung und Brennstoffverbrauch der öffentlichen Kraftwerke, der Industriekraftwerke und der Stromerzeugungsanlagen der Deutschen Bundesbahn im Jahre 1970

Tab. 2



Jahresbelastungsdauerlinien 1970 von ausgewählten EVU

Abb. 2

Elektrizitätsversorgung [2] geben ein unzureichendes Bild des Belastungsverlaufs öffentlicher Kraftwerke, da in der gezeichneten Jahresdauerlinie der Zeitmaßstab verloren geht. Zur Ermittlung des optimalen Kraftwerkseinsatzes ist vielmehr eine genaue Analyse der Tagesbelastungsdiagramme (Belastungstopographien) notwendig.

	1966 h	1967 h	1968 h	1969 h	1970 h
Laufwasser	6214	5975	5998	5092	6049
Wasser insgesamt	3999	3651	3543	2975	3579
Braunkohle u. Torf	3943	6027	6450	6976	6964
Steinkohle einschl. Mischfeuerung	} 3584	} 3516	3598	3970	4107
andere Energie- quellen			3984	5031	5562
insgesamt	4231	4137	4327	4682	4925

Ausnutzungsdauer der Engpaßleistung in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung

Tab. 3

### III. Struktur der Elektrizitätsversorgung

Im Zeitraum von 1955 bis Anfang 1971 hat sich die Zahl der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in der BRD von etwa 3000 auf 1378 halbiert. An der öffentlichen Stromerzeugung waren 1970 364 EVU beteiligt, wovon nur 88 EVU Wärmekraftwerke betrieben [3]. Die übrigen Unternehmen haben zumeist kleine Wasserkraftwerke. An der Erzeugung der öffentlichen Kraftwerke sind somit bedeutend weniger EVU beteiligt als an der Lieferung an Letztabnehmer.

Die öffentliche Elektrizitätswirtschaft hat ein Nettosachanlagenvermögen von 27 Mrd DM, beschäftigt 140 000 Mitarbeiter und versorgt 24 Mio Tarifabnehmer. Ein Umsatzvolumen von 15 Mrd DM jährlich begründet die wirtschaftliche Leistungskraft [4]. 14 EVU bestreiten heute die Hälfte der Stromlieferungen des öffentlichen Netzes, 111 EVU 88,5 % [3]. Die restlichen, meist sehr kleinen 1267 Unternehmen sind als Ausgangspunkt für eine weitere, notwendige Konzentration in der Elektrizitätsversorgung anzusehen, deren wirtschaftliche Vorteile in einem höheren Belastungsfaktor, sowie einer Kostenminderung bei Erzeugung, Verteilung und Organisation liegen [5]. In Tab. 4 sind die 10 größten EVU, eingeordnet nach der Höhe der nutzbaren Stromabgaben, aufgelistet.

Name des EVU	Geschäftsjahr	Nutzbare Stromabgabe GWh	Eigen-erzeugung GWh	Umsatz Mio DM	Investitionen Mio DM
Rhein.-Westfälisches Elektrizitätswerk AG, Essen	1969/70	65 148	48 356	3 486	801
Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG, Dortmund	1970	14 442	6 678	1 211	243
Preußische Elektrizitäts-AG, Hannover	1970	12 267	11 497	722	201
Bayernwerk AG, München	1969/70	10 846	7 372	516	50 <sup>+</sup>
Nordwestdeutsche Kraftwerke AG, Hamburg	1969/70	9 273	7 659	524	162 <sup>+</sup>
Badenwerk AG, Karlsruhe	1970	8 346	3 155	537	103 <sup>+</sup>
Energie-Versorgung Schwaben AG, Stuttgart	1970	7 626	2 855	608	130 <sup>+</sup>
Hamburgische Elektrizitätswerke, Hamburg	1970	6 759	7 381	675	197 <sup>+</sup>
Berliner Kraft- und Licht-(Bewog)-AG, Berlin	1969/70	4 660	5 403	572	105
Großkraftwerk Mannheim AG, Mannheim	1970	4 163	4 297	179 <sup>++</sup>	98

<sup>+</sup> ein Teil der Investitionen wird bei Tochtergesellschaften aktiviert

<sup>++</sup> rechnet nach Selbstkosten ab

Stromerzeugung, -abgabe, Umsatz und Investitionen der 10 größten EVU in der BRD

Tab. 4

Zur Erfüllung der Versorgungspflichten muß die öffentliche Elektrizitätswirtschaft hohe Investitionen tätigen, die 1970 4,9 Mrd DM betragen (wovon 1,4 Mrd DM auf die Erzeugungsanlagen entfielen) und unter allen Branchen des produzierenden Gewerbes nur von der Chemie übertroffen wurden. Eine interessante Untersuchung der wirtschaftlichen Entwicklung der 11 größten EVU [6] zeigt, daß in den letzten 5 Jahren infolge höherer Anlagenauslastung aber auch aufgrund einer stärkeren Ausschöpfung vorhandener Leistungsreserven (Überbewertung der letzten Rezession) die Sachanlagenzugänge hinter der Absatzentwicklung zurückgeblieben sind.

Letztere Tatsache bedingt einen Investitionsnachholbedarf, der verbunden mit dem Anstieg des Strombedarfs, der erheblichen Verteuerung der Investitionen durch den Preisanstieg, dem vermehrten Zubau von Kernkraftwerken (höhere spezifische Investitionen im Vergleich zu fossil gefeuerten Kraftwerken) und der Verlängerung der Bauzeit zu einem starken Absinken des Abschreibungsanteils (1969: 77 %) im Verhältnis zu den Anlagenzugängen führen wird. Langfristig wird erwartet, daß durch Abschreibungen etwa 60 % der Investitionen und durch Rücklagen, Kapitalerhöhung und Fremdmittel die restlichen 40 % finanziert werden [6]. Es besteht berechtigte Sorge, ob der Kapitalmarkt den durch die obigen Zahlen verdeutlichten Mittelbedarf in Zukunft bereitstellen kann.

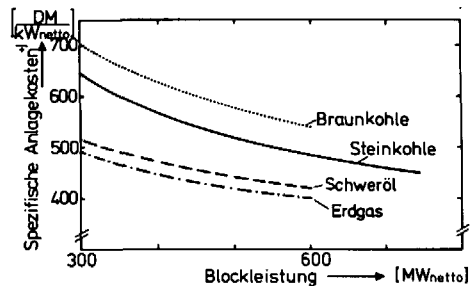
Der Beitrag der industriellen Stromerzeugung zum Gesamtaufkommen ist in der BRD seit 1963 rückläufig und betrug 1970 mit 75,4 TWh nur noch 29 % (Tab. 2). Größter industrieller Stromerzeuger sind die Zechenkraftwerke des Steinkohlenbergbaus (1970 : 29,4 TWh), die inzwischen, soweit zur Ruhrkohle AG gehörig, auf die Steinkohlenergie AG übertragen worden sind, und die insofern eine Sonderrolle spielen, als sie Strom vornehmlich (1970 : 69 %) zum Zweck der Abgabe in das öffentliche Netz erzeugen. Gegenüber den größeren Kraftwerken der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft ist die industrielle Eigenerzeugung nur in Verbindung mit der Wärmekraftkopplung wirtschaftlich. Darüber hinaus läßt der große Investitionsbedarf die Industrieunternehmen bestrebt sein, ihr Kapital möglichst zur Finanzierung von Produktionsanlagen zu nutzen und Kapitalbindungen im Bereich der Hilfsanlagen, wie sie die Kraftwerke darstellen, zu vermeiden. Beide Gesichtspunkte lassen erwarten, daß sich der Trend der 60er Jahre fortsetzen wird, und die öffentliche Elektrizitätsversorgung ihren Anteil an der Gesamtstromerzeugung weiter ausbauen wird.

#### IV. Technologische Entwicklungstendenzen moderner Kraftwerkskonzepte

##### IV.1 Fossil gefeuerte Kraftwerke

Die Auslegung moderner fossil gefeuerter Kraftwerke wird durch den gebotenen Brennstoffmarkt, die Entwicklung des Leistungsbedarfs und der Netzbelastung sowie durch Umwelteinflüsse bestimmt. Innerhalb dieses Bereichs wird eine Optimierung angestrebt, die zwar für die einzelnen EVU noch individuelle Lösungen zuläßt, aber in summa eindeutige Trends aufzeigen wird:

1. Entsprechend dem Wachstum des Strombedarfs nehmen auch die Einheitsleistungen zu, d.h. 300 MW-Blöcke werden über 400 MW-Einheiten (Ausnutzung aller Auslegungsreserven vorhandener Typen) von 600 - 800 MW-Blöcken abgelöst. Primärer Anreiz für den Übergang zu größeren Blockeinheiten ist die damit verbundene Reduktion der spezifischen Anlagekosten von 13 - 18 % bei Leistungsverdopplung (Abb.3 [7]). Aber auch der Wunsch nach Per-



<sup>1)</sup> ohne Preisleitung, bauherrnseitige Aufwendungen und Bauzinsen  
Preisbasis = Oktober 1971

Spezifische Anlagekosten  
fossil gefeuerter Kraftwerke

Abb. 3

sonaleinsparungen bei Planung, Bau und Betrieb sowie bessere Nutzung von Automatisierungsaufwendungen fördern diese Entwicklung. Um Verfügbarkeits- einbußen in den ersten Betriebsjahren zu begrenzen, wird bei einer Kraftwerksbestellung eine Leistungsverdopplung gegenüber im Betrieb befindlichen Anlagen i.a. nicht überschritten.

Leistungsbegrenzungen für Steinkohle-, Erdgas- oder Schweröl-gefeuerte Dampferzeuger sind derzeit nicht erkennbar. In den USA sind bereits Kessel mit Dampfleistungen im Bereich von 4000 - 4500 t/h (entsprechend 1200 - 1300 MWe) in Betrieb bzw. Bau. In der BRD sind die größten Leistungseinheiten von je 2200 t Dampf/h für das 2 x 800 MWe Steinkohlenkraftwerk der Steag in Möllen bestellt. Die als revolutionierend anzusehende Technik der Fließbettkessel, von der man Wirkungsgrade von mehr als 99 % bei gegenüber konventionellen

Kesseln reduzierter Schwefelfreisetzung und Kosteneinsparungen von bis zu 40 % (ein steinkohlegefeuerter Kessel mit einer Dampfleistung von 2000 t/h kostet etwa 100 Mio DM) erwartet, ist noch nicht ausreichend erprobt, um ein abschließendes Bild für große Anlageeinheiten zu erlauben [8].

Mit den bestellten 600 MW-Dampferzeugern scheint sich die Kesselentwicklung für Braunkohlefeuerung einem vorläufigen Grenzwert zu nähern, der durch sinkende Verfügbarkeit bestimmt wird. Die Addition der dem Verschleiß unterliegenden Flächeneinheiten führt zu erhöhter Ausfallwahrscheinlichkeit, die durch erhöhten Aufwand für Panzerung nur teilweise aufgefangen werden kann [9]. Bedenkt man, daß verglichen mit Steinkohle oder Erdöl bei Braunkohlekesseln die durchgesetzten Brennstoffmengen das vierfache, die Luftmengen das 1,5-fache und die Rauchgasmengen das 2,5-fache betragen, wird erkennbar, daß auch die Auslegung der Hilfseinrichtungen bei weiterer Leistungssteigerung zu einem technischen und wirtschaftlichen Engpaß werden kann [10].

Während sowohl in den USA als auch in der BRD der Zubau von Zwangsdurchlaufkesseln dominiert, findet der mit zunehmender Blockleistung auch für die BRD erwartete Übergang zu überkritischen Frischdampfdrücken von 250 - 260 ata erst langsam in die Kraftwerksplanung Eingang [11].

2. Der herkömmliche Dampfprozeß hat das Ende seiner wärmetechnischen Entwicklungsmöglichkeiten nahezu erreicht. Der Wirkungsgrad läßt sich nur noch mit höheren Drücken und Temperaturen, nicht aber durch Vergrößerung der Maschineneinheiten verbessern. Anlagen mit hoher Dampftemperatur, die im überkritischen Bereich arbeiten und zur Verwendung von austenitischen Stählen im Hochdruckteil zwingen, werden wegen der höheren Werkstoffkosten und der dadurch bedingten Verteuerung der Gesamtanlage nur in Sonderfällen gebaut. Ebenso bieten andere thermodynamische Verbesserungen, insbesondere die zweifache Zwischenüberhitzung, keine hinreichend großen Vorteile [12]. Tab. 5 zeigt Bereiche

	Netto-Wärmeverbrauch (im Bestpunkt) kcal/kWh		Eigenbedarf <sup>+) </sup> (im Bestpunkt) %
	Bereich	Ausgewählter Wert	
<b>Dampfturbinenprozeß</b>			
Steinkohle	2170 - 2300	2180 <sup>a)</sup>	6,0 - 8,0
Braunkohle	2500 - 2550	2500 <sup>b)</sup>	8,0 - 9,0
Erdgas	2100 - 2150	2100 <sup>a)</sup>	5,0 - 6,0
Heizöl S	2120 - 2200	2120 <sup>a)</sup>	5,0 - 6,0
<b>Gas/Dampfturbinenprozeß</b>			
Erdgas	2000 - 2250	2030 <sup>b)</sup>	1,5 - 2,0
<b>Gas/Dampfturbinenprozeß (druckgefeuerter Kessel)</b>			
Erdgas	1950 - 2000	1970 <sup>a)</sup>	2
Steinkohle	2170 - 2400	2170 <sup>a)</sup>	3

<sup>+)</sup>  bezogen auf die Klemmleistung bei Elektroantrieb der Kesselspeisepumpen; a) Flußwasserkühlung; b) Naße Naturzugrückkühlung

Spezifischer Wärmeverbrauch

Tab. 5

des spezifischen Wärmeverbrauchs und Eigenbedarfs konventioneller Dampfprozesse, wobei letzterer mit dem Frischdampfdruck steigt und wesentlich von dem verwendeten Brennstoff abhängt.

3. Durch die Einführung der Gasturbine in die Kraftwerkstechnik lassen sich mittels kombinierter Gas/Dampfturbinenprozesse gegenüber herkömmlichen Anlagen signifikante Wirkungsgradverbesserungen erzielen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die Eintrittstemperatur der Gasturbine noch gesteigert werden kann und der Dampferzeuger ein druckgefeuerter Kessel wird. Je nach Gaseintrittstemperatur und Schaltung liegt der thermische Gewinn bei 3 - 8 % [13].

Als Brennstoff für die Gasturbine solcher kombinierter Prozesse, die sich neben dem verbesserten Nenn- und Teillast-Wirkungsgrad durch niedrigere spezifische Anlagekosten, und günstigeres Startverhalten<sup>+) und erhebliche Leistungsreserven (ca. 10 %) bei kalter Witterung [14] [15] auszeichnen, können Gase und Heizöl EL verwendet werden. Der Einsatz von Steinkohle ist durch die Vorschaltung einer Druckvergasungsanlage möglich, die überdies den Vorteil staubfreier Abgase und kostengünstiger SO<sub>x</sub>-Entfernung hinter der Druckvergasung bietet. Eine solche Anlage von 170 MW (96 MW-Dampfturbine, 74 MW Gasturbine) mit Lurgi-Druckvergaser wird derzeit von der Steag in Lünen gebaut [16]. Die mit diesem Verfahren verbundenen Hoffnungen, die Steinkohle auch ohne Subventionen in der Kraftwirtschaft wieder konkurrenzfähig zu machen, werden sich trotz Reduktion der spezifischen Anlagekosten um 10 - 15 % im Vergleich zum Dampfprozeß nicht erfüllen.</sup>

Eine gegenüber der Dampfturbine unverhältnismäßige Verteuerung der Gasturbine sowie eine Beschränkung der Blockgröße (durch Auslegungsbegrenzungen für die Gasturbine) auf derzeit 500 - 550 MW und in den nächsten Jahren auf 600 - 700 MW hat (bei atmosphärisch gefeuerter Kessel) die zunächst erwarteten großen Kostenvorteile von 70 - 80 DM/kW<sub>netto</sub> [11] des Gas/Dampfturbinenprozesses (mit nachgefeuerter Kessel) gegenüber dem reinen

---

<sup>+) Nach etwa 6 min steht die volle Leistung der Gasturbine und bei Grundlastschaltung nach weiteren 60 min die volle Leistung der Dampfturbine zur Verfügung.</sup>



Dampfturbinenprozeß auf weniger als 50 DM/kW<sub>netto</sub> gemindert. Ferner trug der Wunsch mancher EVU, trotz Kostenpönalen zur Sicherung einer hohen Verfügbarkeit einfacheren thermodynamischen Prozessen den Vorrang zu geben, sowie die Verknappung des Erdgasangebots dazu bei, daß

EVU	Standort	Brutto-Leistung MWe	Brennstoff	Jahr der Inbetriebnahme
Neckarwerke	Altbach	270	Öl/Erdgas	1971
NWK	Emden	453	Erdgas	1972
Stroag	Lünen	170	Steinkohle	1972
VEW	Stockum/Hamm	420	Erdgas	1972
VEW	"	420	Erdgas	1973
EVS	Marbach	315	Erdgas/Öl	1973
NWK	Wilhelmshafen	453	Erdgas	1973
VEW	Stockum/Hamm	420	Erdgas	1973
Preag	Landesbergen	510	Erdgas	1973
VEW	Stockum/Hamm	420	Erdgas	1974
Kraftwerke Westfalen	Veltheim	365	Erdgas	1974
VEW	Lingen	420	Erdgas	1974
VEW	Gebersdorf	420	Erdgas/Öl	1975
VEW	Lingen	420	Erdgas	1976
		5476		

Stand: Oktober 1971

In Betrieb, Bau oder Planung befindliche Gas/Dampfturbinenanlagen in der BRD

Tab. 6

die besonders für eine Erdgasbefuerung geeigneten Kombi-Anlagen (Tab. 6) noch nicht stärker in den Markt eingedrungen sind. Dennoch kann dem Gas/Dampfturbinenprozeß insbesondere bei ausreichendem Erdgasangebot in der Kraftwirtschaft, aber auch bei einer kombinierten Heizöl EL- und Heizöl S-Befuerung, gegenüber anderen Vorschaltprozessen, die wie z. B. der Quecksilber-Wasserdampfprozeß trotz günstigen Wirkungsgrades an erhöhten Anlagekosten oder betrieblichen Schwierigkeiten (Dichtungsprobleme im Quecksilberkreislauf) gescheitert sind, insbesondere im Mittellastbereich eine gesicherte Zukunft vorausgesagt werden [17].

4. Heute und in Zukunft noch mehr ist auch bei größten Blockeinheiten eine Vielzahl von Kraftwerken zur Bedarfsdeckung in den großen und ausgedehnten Verbundnetzen erforderlich. Das ermöglicht sowohl den Einsatz einer größeren Anzahl typisierter Anlagen wie auch solcher, die eigens für spezifische Anforderungen ausgelegt sind ("mixed mode expansion" [17]). Während früher

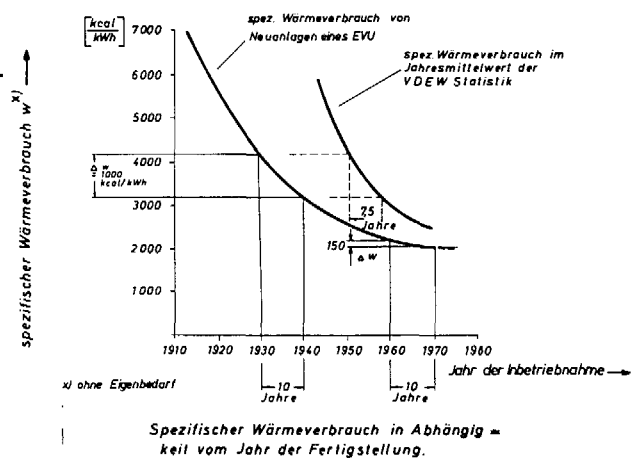


Abb. 4

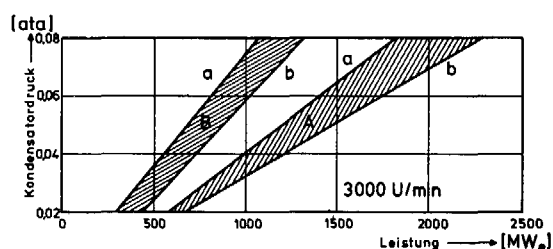
Altanlagen i. a. von Neuanlagen mit thermodynamisch hochwertigerem Prozeß mehr und mehr in den Mittel- und Spitzenlastbereich verdrängt wurden, sind heute die wärmetechnischen Vorteile der zugebauten Kraftwerke so gering

(Abb. 4 [18]), daß diese Verfahrensweise nur dann noch sinnvoll ist, wenn durch unterschiedliche Brennstoffe bedingte Wärmepreisdifferenzen auslegungstechnische Gesichtspunkte überspielen (Kernkraft!).

#### IV.2 Entwicklungslinien der Turbosätze

Für die technologisch erzielbare und von der Verfügbarkeitserwartung her vertretbare Blockgröße ist für fossil gefeuerte Kraftwerke und für Kernkraftwerke in gleichem Maße die Turbinen- und Generatorentwicklung von ausschlaggebender Bedeutung. Will man die wirtschaftlichen Vorteile großer Blockleistungen ausschöpfen, braucht man Turbosätze gleicher Größe<sup>+)</sup> .

Einer Vergrößerung des Abdampfvolumenstroms, d.h. einer Leistungsvergrößerung bei gegebenem Volumen, kann über eine Erhöhung der Dampfgeschwindigkeit, der Niederdruck-Flutzahl oder der Schaufelaustrittsfläche erzielt werden. Während die Dampfgeschwindigkeit zur Begrenzung der Auslaßverluste sinnvollerweise zu 0,7 - 0,8 Mach gewählt wird, und die ND-Flutzahl infolge der Relativdehnung zwischen Läufer und Gehäuse auf einen 6 - 8-flutigen Auslaß begrenzt wird, erscheinen für 3000-tourige Turbinen, von der Werkstoffausnutzung begrenzt, Endschaufellängen von 1100 bis 1300 mm in den nächsten Jahren erzielbar. Die sich daraus ergebenden Grenzleistungen sind in Abb. 5 [19] dargestellt. Bei größeren Leistungen kann die notwendige ND-Schaufelfläche durch Übergang auf halbe Drehzahl geschaffen werden. Die möglichen Grenzleistungen 1500-touriger Dampfturbinen werden daher heute bei weitem noch nicht ausgeschöpft, wo zweiwellige 1300 MW-Heißdampfturbinen (3600 U/min) und einwellige 1300 MWe-Sattdampfturbinen (1500 U/min) die größten in Bau befindlichen Einheiten sind [20].



A Grenzleistungsbereich für konventionelle Dampfturbinen  
 B Grenzleistungsbereich für Sattdampfturbinen  
 a 6-flutig; Endschaufel 1100 mm  
 b 6-flutig; Endschaufel 1300 mm  
 Wirtschaftlich sinnvolle Grenzleistungen von Dampfturbinen

Abb. 5

<sup>+)</sup> Für das Kernkraftwerk Biblis I hätten zwei Halblastturbosätze 45 Mio DM mehr als ein Volllastturbosatz gekostet [11].

Da das Problem des verfügbaren Querschnitts am Turbinenausstritt für die nächsten 15-20 Jahre gelöst erscheint, bieten Zweistoffprozesse insbesondere unter Berücksichtigung der niedrigen Brennstoffkosten von Kernkraftwerken keinen Anreiz [11] [12]. Bei Zweistoff-Prozessen kondensiert der Wasserdampf des Dampfprozesses etwa bei Atmosphärendruck, gibt seine Wärme beispielsweise an Freon oder Ammoniak ab, das bei gleicher Temperatur mit einem höheren Druck verdampft und in einer Freon- bzw. Ammoniak-Turbine entspannt wird. Ammoniak braucht z.B. nur etwa ein Vierzigstel des Austrittsquerschnitts des vergleichbaren Wasserdampfprozesses [11].

Ferner werden als mögliche Arbeitsmittel von Wärmekraftwerken der weiteren Zukunft  $\text{CO}_2$ ,  $\text{SO}_2$  und in Verbindung mit den Hochtemperaturreaktoren Helium diskutiert. Alle drei Arbeitsmedien, insbesondere aber  $\text{SO}_2$ , führen zu wesentlich kompakteren Turbinen im Vergleich zum Dampfprozeß.

Die Entwicklung der Generatoren in Richtung auf größere Leistungseinheiten konzentriert sich insbesondere auf Fragen der Reduktion des Blechpaketgewichts, der Unterteilung des Statorgewichtes zur Transporterleichterung sowie der Wärmeabfuhr. In Anlehnung an die Turbinenentwicklung besteht eine weitere Möglichkeit zur Erzielung höherer Leistung im Übergang auf vierpolige Generatoren mit halber Dreh-

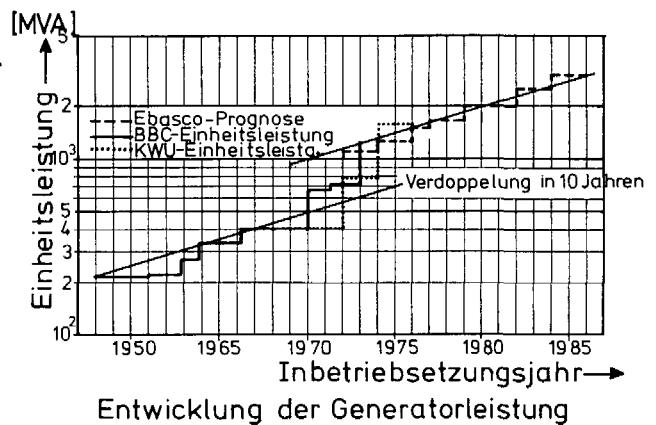


Abb. 6

zahl, die heute bis zu Leistungen von 1530 MVA (für die Kernkraftwerke Biblis II und Unterweser) angeboten werden. Diese Maschinen werden in Ständer- und Läuferwicklung direkt gekühlt. Die technischen Probleme bei Konstruktion, Fertigung, Transport und Montage von Generatoren werden nach Auffassung der einschlägigen Industrie einer Lösung zugeführt werden können, die eine Anpassung der Leistungsgröße an die Werte der Ebasco-Prognose (Abb. 6 [21]) ermöglichen wird [11][21].

IV.3 Kernkraftwerke

Im Gegensatz zu konventionellen Dampfkesseln, die vornehmlich durch das Umlaufsystem (Natur-, Zwangsumlauf bzw. Zwangsdurchlaufkessel) und die Befuerung und weniger durch Art und Zustandsdaten des Wärmeübertragungsmittels gekennzeichnet sind, unterscheiden sich die Kernkraftwerke insbesondere durch Moderator

Dampferzeuger	Leistungs-dichte $\frac{3}{\text{km}^3}$ $\frac{\text{KW}}{\text{h}}$	Themische Leistung $\frac{\text{MW}}{\text{h}}$	Wirkungs-grad	Brennstoff-zufuhr	Dampf-menge $\frac{\text{t}}{\text{h}}$	Wasser-durchlauf bzw. -umlauf $\frac{\text{t}}{\text{h}}$	Kohlemöhlen bzw. Lade-vorrichtungen
Steinkohlenkessel	0,06 - 0,12 <sup>*)</sup>	1400	0,93	220 t/h	1800	1800 : 8000	6
Ölkessel		1400	0,94	135 t/h	1800	1800 : 8000	-
Braunkohlenkessel		1400	0,87	900 t/h	1800	1800 : 8000	8
Druckwasserreaktor	96	1892	1,0	1,6 kg/h	3590	44000	1
Siedewasserreaktor	52	1913	1,0	2,57 kg/h	3507	26500	1

<sup>\*)</sup>bezogen auf den rauchgasseitigen Rauminhalt

Hauptdaten verschiedener Dampferzeuger für einen 600-MWe-Block

Tab. 7

und Kühlmittel. Großtechnische Anwendung haben bisher Reaktoren mit Kohlendioxid-, Helium-, Leicht- und Schwerwasserkühlung gefunden. Abgesehen von Ländern mit größeren Uranvorkommen und dem Bestreben nach Brennstoffautarkie beherrscht der Leichtwasserreaktor (LWR) in seinen zwei Varianten, Siedewasserreaktor (SWR) und Druckwasserreaktor (DWR), deren Hauptauslegungsdaten in Tab. 7 [22] mit denen fossiler Dampferzeuger verglichen sind, heute ohne Zweifel weltweit das Kernkraftwerks-

geschäft: Ende 1970 befanden sich in der Welt 98 Leistungsreaktoren mit etwa 20 000 MWe in Betrieb, von denen 51 Leichtwasserreaktoren waren [23]. Allein im Jahre 1970, in dem 25 Kernkraftwerke mit zusammen 23 827 MWe bestellt wurden [24], entfielen mit 10 Siedewasserreaktoren (8979 MWe) und 13 Druckwasserreaktoren (13 298 MWe) 93,5 % der bestellten Leistung auf den Leichtwasserreaktortyp. Abb. 7 [25][26] zeigt mit Stand Mitte 1971 die bestellte Kernkraftwerksleistung mit Leichtwasserreaktoren, aufgeteilt nach Lieferfirmen. In der BRD sind mit Ausnahme des 300 MWe-Thorium-Hochtemperaturreaktor-Prototyps alle

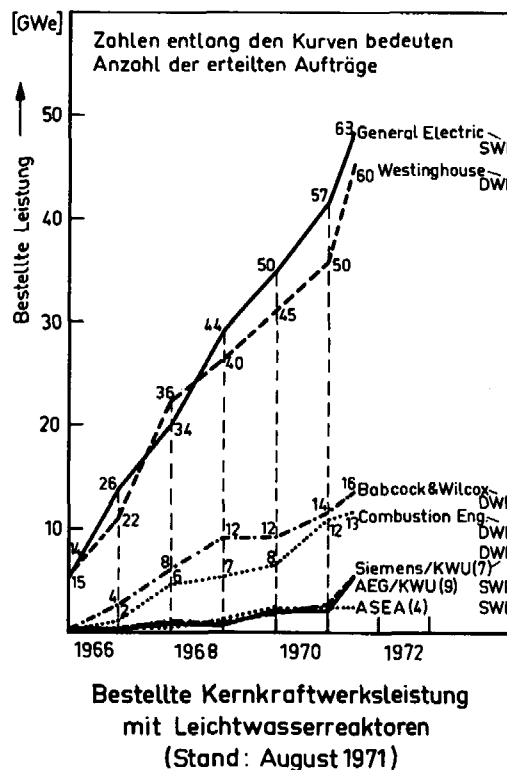


Abb. 7

bisher bestellten, großen ( $> 200$  MWe) Leistungsreaktoren leichtwassermoderiert und -gekühlt. Bis Ende Februar 1972 waren in der BRD 9 Siedewasserreaktoren mit 5920 MWe<sub>brutto</sub> und 6 Druckwasserreaktoren<sup>+)</sup>  mit 5660 MWe<sub>brutto</sub> in Betrieb, Bau oder Planung.

In Tab. 8 und Tab. 9 sind die Auslegungsdaten großer LWR-Kraftwerke zusammengestellt, wie sie derzeit in der BRD angeboten werden.

Die im folgenden beschriebenen Entwicklungslinien von LWR-Kraftwerken beziehen sich vornehmlich auf die bisher in der BRD ausschließlich zum Verkauf gekommenen Siemens-Druckwasserreaktoren und AEG-Siedewasserreaktoren; sie gehen nicht nur in die Auslegung neu zu errichtender Kraftwerke ein, sondern kommen auch bereits in Betrieb befindlichen Anlagen zugute, wie die erst kürzlich von dem Advisory Committee on Reactor Safeguards (ACRS) gebilligte Leistungserhöhung von LWR-Kraftwerken der 1. Generation (Nine Mile Point, Oyster Creek, Ginna) um nicht weniger als 16 - 20 % [42] nachdrücklich zeigt.

#### IV.3.1 Druckwasserreaktoren

Grundlegende technische Änderungen, wie sie bei SWR im Übergang von Naturumlauf über partiell integrierten zum vollintegrierten Zwangsumlauf bestanden, haben in der Entwicklung der DWR kein Pendant. Hier konnte mit wachsender Erfahrung eine Vielzahl von Detailverbesserungen erzielt werden, die eine Anhebung der Leistungsdichte von 66 kW/l (KWO) auf 94 kW/l (KKU) sowie der Loop-Leistung von 172 MWe (KWO) auf 325 MWe (KKU) erlaubten.

Der Weg der weiteren Entwicklung wird ebenso wie bei SWR neben vielen Detailverbesserungen und Vereinfachungen auf eine Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, Steigerung der Blockleistung, Verbesserung der Zuverlässigkeit, Vereinfachung von Betrieb und Service sowie auf weitere Verringerung der Umweltbelastung zielen.

##### IV.3.1.1 Neutronenphysikalische Auslegung

Unter Wahrung derzeit zugrunde gelegter Auslegungskriterien (maximale Stableistung: etwa 650 W/cm; maximaler lokaler Abbrand 65 MWd/kg) ist die neutronenphysikalische Kernausslegung insbesondere auf optimale Bestimmung von Leistungsdichteverteilung, Brennstoffabbrand und Betriebsflexibilität ausgerichtet [27][28].

<sup>+)</sup>  leichtwassermoderiert und -gekühlt

Druckwasserreaktoren		Kraftwerk Union	Babcock & Wilcox	Westing-house	Combustion Eng.
<b>GESAMTANLAGE</b>					
Reaktorwärmeleistung	MW <sub>th</sub>	3733	3413	3411	3473
Generatorklemmleistung	MW <sub>e</sub>	1300	1274	1171	1223
Kraftwerknettoleistung	MW <sub>e</sub>	1230	1194	1129	1183
Nettowärmeverbrauch	kcal/kWh	2610	2460	2600	2530
Nettowirkungsgrad	%	32,9	35,0	33,1	34,1
<b>REAKTORKERN</b>					
Urwerggewicht (im Gleichgewicht)	t U	99,1	93,5	86,6	94
Mittlere Anreicherung (im Gleichgewicht)	%	3,15	3,11	3,27	3,3
Mittlerer Entladebrand (im Gleichgewicht)	MWd/tU	31500	34000	32700	34120
Mittlere Brennstoffbelastung (im Gleichgewicht)	kW/kg U	37,7	36,5	40,0	36,7
Mittlere Leistungsdichte	MW/m <sup>3</sup>	92,3	95,7	105	96,4
Anzahl der Brennelemente		193	205	193	217
Anzahl der Brennstäbe pro BE		16x16-20	15x15-17	15x15-21	14x14-20
Brennstabdurchmesser	mm	10,75	10,9	10,7	11,17
Aktive Brennstablänge	mm	3900	3658	3650	3810
Hüllrohrmaterial		Zircaloy 4	Zircaloy 4	Zircaloy 4	Zircaloy 4
<b>REAKTORANLAGE</b>					
Äußere Höhe des Reaktor Druckgefäßes	m	13,25	12,85	13,4	13,26
Innendurchmesser des Reaktor Druckgefäßes	m	5,00	4,62	4,4	4,37
Transportgewicht des Reaktor Druckgefäßes	t	365	355	315	411
Deckelgewicht des Reaktor Druckgefäßes	t	120	120	73	-
Kühlmitteltemperatur am Reaktorausritt	°C	323	333	322	324
Kühlmitteltemperatur am Reaktoreintritt	°C	290	300	285	292
Kühlmitteldruck	ata	158	158	158	153
Gesamtkühlmitteldurchsatz	t/h	72000	63000	60800	67200
<b>DAMPFERZEUGER</b>					
Anzahl		4	2	4	2
Loop-Leistung	MWe	325	637	282	612
Frischdampfleistung	t/h	1811	3345	1710	3900
Frischdampfdruck	ata	55	74	57	68
Frischdampf Temperatur	°C	269	316	271	285
Maximale Dampffuchte	%	0,25	0,25	0,25	0,25
Rohrwerkstoff		Incoloy 800	Inconel	Inconel	Inconel
Dampferzeugergewicht	t	300	490	300	506
Speisewasserendtemperatur	°C	215	242	224	227
<b>KÜHLMITTELPUMPEN</b>					
Anzahl		4	4	4	4
Antriebsleistung (im Betrieb)	kW	6500	5150	4250	5125
Drehzahl	U/min	1500	1490	1200	1500
Förderhöhe	m FS	95	105	93	103,3
<b>DAMPFKRAFTANLAGE</b>					
HD-Teil der Turbine		2	2		
Flutzahl		1	1		
Gehäusezahl				1	
ND-Teil der Turbine		6	6		
Flutzahl		3	3		
Gehäusezahl				6	
Turbinendrehzahl	U/min	1500	1500		1500
Endschauflerlänge	mm	1365	1520		1092
Endnüsse	%	10,4	12,5		-
Kühlsystem		Flußwasser	Flußwasser	Flußwasser	Rückkühlung
Kondensatordruck	ata	0,045	0,033		0,0665
Kühlwasserleitfähigkeit	°C	11	9,5		21
Kondensator Kühlwassermenge	m <sup>3</sup> /h	210000	200000		139600
Generatorscheinleistung	MVA	1530	1590		1359
Kühlung des Rotors		H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub> O		H <sub>2</sub>
Kühlung des Stators		H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub> O		H <sub>2</sub> O

Auslegungsdaten großer Druckwasserreaktoranfahrwerke

Siedewasserreaktoren		Kraftwerk Union	General Electric
<b>GESAMTANLAGE</b>			
Reaktorwärmeleistung	MW <sub>th</sub>	3690	3323
Generatorklemmleistung	MW <sub>e</sub>	1317	1150
Kraftwerknettoleistung	MW <sub>e</sub>	1260	1100
Nettowärmeverbrauch	kcal/kWh	2536	2598
Nettowirkungsgrad	%	33,9	33,
<b>REAKTORKERN</b>			
Urwerggewicht (im Gleichgewicht)	t U	163,8	148,2
Mittlere Anreicherung (im Gleichgewicht)	%	2,6 - 2,7	
Mittlerer Entladebrand (im Gleichgewicht)	MWd/tU	27500	
Mittlere Brennstoffbelastung (im Gleichgewicht)	kW/kg U	22,5	22,45
Mittlere Leistungsdichte	MW/m <sup>3</sup>	51,2	51,6
Anzahl der Brennelemente		840	764
Anzahl der Brennstäbe pro BE		7 x 7	7 x 7
Brennstabdurchmesser	mm	14,3	14,3
Aktive Brennstablänge	mm	3660	3660
Hüllrohrmaterial		Zircaloy 2	Zircaloy 2
<b>REAKTORANLAGE</b>			
Äußere Höhe des Reaktor Druckgefäßes	m	22,24	22,54
Innendurchmesser des Reaktor Druckgefäßes	m	6,70	6,38
Wanddicke des Zylindermantels des Reaktor Druckgefäßes	mm	163 + 5	160 + 5
Gesamtgewicht des Reaktor Druckgefäßes	t	ca. 790	ca. 680
Kühlmitteltemperatur am Reaktorausritt	°C	286	286
Kühlmitteltemperatur am Reaktoreintritt	°C	277	277
Kühlmitteldruck am Druckgefäßausritt	ata	72	72
Kühlmitteldurchsatz	t/h	55600	49200
Dampfmenge am Druckgefäßausritt	t/h	7185	6470
Dampffuchte am Druckgefäßausritt	%	< 0,2	0,3
Speisewasserendtemperatur	°C	215	216
<b>KÜHLMITTELPUMPEN</b>			
Anzahl		10	2 <sup>1)</sup> + 20 <sup>2)</sup>
Typ		Int. Axial-pumpe	1) ext. Treibwasserpumpe 2) Strahlpumpe
Fördermenge	t/h	5560	8060 <sup>1)</sup> 2460 <sup>2)</sup>
Förderhöhe	m FS	43	216
Kupplungsleistung	h W	800	6630
Drehzahl	U/min	1800	780
<b>DAMPFKRAFTANLAGE</b>			
Frischdampfmenge	t/h	6656	6470
Frischdampf Temperatur	°C	281	281
Frischdampfdruck	ata	68,4	68,1
HD-Teil der Turbine		1	1
Flutzahl		2	2
Gehäusezahl			
ND-Teil der Turbine		3	3
Flutzahl		6	6
Gehäusezahl			
Turbinendrehzahl	U/min	1500	1800
Endschauflerlänge	mm	1365	1116
Endnüsse	%	10	10
Kühlsystem		Flußwasser	Rückkühlung
Kondensatordruck	ata	0,045	0,085
Kühlwasserleitfähigkeit	°C	11	26,6
Kondensator Kühlwassermenge	m <sup>3</sup> /h	204500	147600
Generatorscheinleistung	MVA	1530	1232
Kühlung des Rotors		H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub>
Kühlung des Stators		H <sub>2</sub> O	H <sub>2</sub> O

Auslegungsdaten großer Siedewasserreaktoranfahrwerke

Tab. 8

Tab. 9

Ein kurzfristig nutzbares Entwicklungspotential der Siemens-DWR besteht in der Verbesserung des Regelkonzeptes in Richtung auf eine homogenere Wirksamkeitsverteilung. Hier kommen verschiedene Lösungsmöglichkeiten, z.B. mit einzeln fahrbaren Fingerstabgruppen infrage, die eine gleichmäßigere Verteilung der Absorberstäbe auf die Brennelemente bei gleicher oder sogar gesenkter Gesamtsteuerstabzahl erlauben. In Verbindung mit einem für diese Verhältnisse optimiertem Brennelement-Beschickungsplan - der durch die Freizügigkeit der Brennelementpositionen und Lagen infolge der Symmetrie aller Brennelemente ( $90^\circ$  Drehungen möglich) erleichtert wird - sind die folgend aufgezählten Verbesserungen möglich:

- Die teilweise Kompensation der anfänglichen Überschuß-Reaktivität durch Regelstäbe, wodurch sich ein geringerer Borsäuregehalt ergibt. Dies erleichtert die Einhaltung der Forderungen nach niedriger Tritium-Produktion.
- Eine Verbesserung des Leistungsformfaktors und somit eine weitere Erhöhung der mittleren Leistungsdichte.
- Eine Steigerung des erreichbaren mittleren Abbrandes wegen einer flacheren Leistungsdichteverteilung.
- Die Verringerung des stuck rod-Wertes (Reaktivitätswert des wirksamsten Steuer-elementes) ermöglicht ein weiteres Einsparen von Absorberstäben bzw. deren Verwendung für andere Aufgaben.

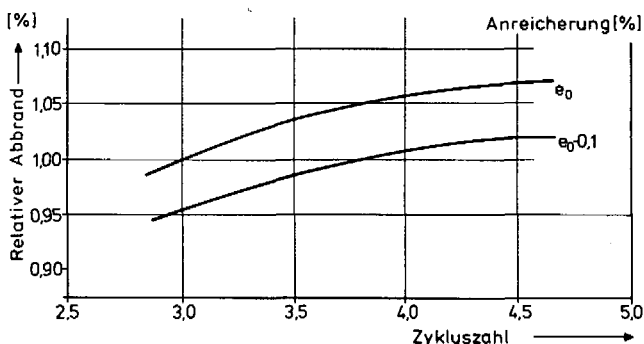
Derzeit wird beim Druckwasserreaktor die anfängliche Abbrand-Überschuß-reaktivität von 8 - 9 % durch dem Kühlmittel zugesetztes Bor kompensiert. Eine weitere Verringerung der durch ( $n, 2\sigma$ )-Reaktionen des Bors verursachte Tritiumproduktion (etwa 1000 Ci/a bei einer Anlage von 1000 MWe) läßt sich durch abbrennbare Gifte (Pyrex-Glas, Gadoliniumzirkonlegierungen) erreichen. Der Einsatz von stabförmigen, Gifte enthaltenden Absorberkörpern in nicht besetzte Führungsrohrpositionen ergibt eine hohe Unabhängigkeit bei der Verteilung der abbrennbaren Gifte über dem Kern.

Die Brennstoffzykluskosten als Funktion des Abbrandes weisen für DWR ein sehr flaches Minimum im Bereich von 32 - 40 MWd/kg auf. Daher ist eine Erhöhung des mittleren Abbrandes auf etwa 40 MWd/kg durchaus wirtschaftlich interessant. Dazu bietet sich neben den oben genannten Verbesserungen des Regelkonzeptes die Verwendung von Ganzzirkon-Brennelementen an. Beim DWR bestehen die Steuerstabführungs-

rohre zur Zeit noch aus austenitischem Stahl und die Abstandshalter wegen der guten Federungseigenschaften aus Inconel.

Als erster Schritt in Richtung auf Ganzzirkon-Brennelemente, wie sie schon für Schwerwasser-Reaktoren eingeführt sind, befinden sich Brennelemente mit Regelstabführungsrohren aus Zirkaloy 4 in fortgeschrittener Erprobung. Ebenso untersucht Siemens Brennelemente mit Zircaloy-Abstandshaltern und Inconel-Federelementen. Combustion Engineering beabsichtigt sogar für die Palisades Station der Consumers Power Company Ganzzirkon-Abstandshalter zu verwenden; die angestrebten Abstandshalter und Regelstabführungsrohre aus Zirkaloy würden einen Mehrabbrand von ca. 1,5 MWd/kg bzw. eine entsprechende Erniedrigung der mittleren Nachladeanreicherung um etwa  $\lesssim 0,1$  % erlauben. Für die weitere Zukunft rechnet man überdies mit einer Ablösung von Zircaloy 4 durch Zirkon-Niob-Legierungen, die eine Anhebung des maximalen Abbrands erlauben würden.

Nach Abb. 8 [29], die die Abhängigkeit des mittleren Entladeabbrands von der Zykluszahl  $Z^+$  zeigt, besteht eine weitere Möglichkeit der Abbrandsteigerung bzw. Reduktion der Anreicherung im Übergang auf höhere Zykluszahlen.



Entladeabbrand von DWR in Abhängigkeit von der Zykluszahl

Abb. 8

Die daraus resultierenden kürzeren Abbrandzyklen bzw. häufigeren oder zusätzlich notwendigen Brennelementwechsel führen infolge des beim Siemens-DWR innen liegenden Brennelement-Beckens und der ausgereiften Werkzeuge (Doppelgreifer, Schraubenspannvorrichtung usw.) nur zu geringfügigen Einbußen an Verfügbarkeit, die zwar die Einführung kürzerer Brennelementwechselintervalle in die Kraftwerkspraxis erschweren [30], aber die sonstigen wirtschaftlichen Vorteile nicht kompensieren dürften.

Die durch weitere Verbesserungen des Brennelement-Wechselvorganges und der Betriebsweise noch reduzierbare Strahlenbelastung des Personals (KWO : 29 manrem/Brennelementwechsel [31]) dürfte bei einem häufigeren BE-Wechsel ebenfalls kein

<sup>+)  $\frac{1}{Z}$  = Anteil der pro Brennelementwechsel entladenen Brennelemente</sup>



prohibitives Problem sein.

#### IV.3.1.2 Thermohydraulische Auslegung

Kriterium der wärmetechnischen Auslegung des Kerns ist die grundsätzliche Vermeidung von auch nur kurzzeitigem Filmsieden oder Aufschmelzen des Brennstoffs an der höchstbelasteten Stelle des Kerns unter allen Betriebsumständen [32][33].

Die höchstzulässige Stableistung, bei der noch kein zentrales Brennstoffschmelzen auftritt, liegt etwa bei  $q'_{\max} = 650 \text{ W/cm}$ . Unter Berücksichtigung eines Überlastfaktors von 1,12 ergeben sich für eine vorgegebene thermische Leistung  $N_{\text{th}}$  eine mittlere spezifische Stableistung  $\bar{q}'$  und eine Brennstablänge  $L$  zu

$$\bar{q}' = \frac{q'_{\max}}{1,12 \cdot F_q \cdot \beta} \quad L = \frac{1,12 \cdot F_q \cdot N_{\text{th}} \cdot \beta}{q'_{\max}}$$

Der Faktor  $\beta$  ( $\approx 0,98$ ) berücksichtigt einen in Kühlmittel und Strukturmaterialien durch Moderationswärme und  $\gamma$ -Strahlenabsorption erzeugten Leistungsanteil. Der Kühlkanalfaktor  $F_q$  trägt der Leistungsdichteverteilung, Fertigungstoleranzen etc. Rechnung. Während für die Auslegung von KWO  $F_q = 3,1$ , für KKS und KKW-Biblis I  $F_q = 2,9$  rechnerisch zugrunde gelegt wurden, geht man bei heutigen Angeboten von  $F_q = 2,7$  aus. Die Differenz zu dem in KWO tatsächlich gemessenen Wert von  $F_q = 2,1$  zeigt ein echtes Potential der wärmetechnischen Auslegung. Mit der Entwicklung von schnellen und exakten 3-dimensionalen nuklearen, thermischen und hydraulischen Auslegungsanalysen gehen DWR-Hersteller von der getrennten Betrachtung des zeitlichen Verlaufs von radialen und axialen Leistungsfaktoren ab, was ein weiteres Heranführen der mittleren Auslegungswerte an die durch technologische Grenzen gegebenen Maximalwerte erlaubt [34].

Die Kühlmiteleintrittstemperatur in den Reaktorkern und damit in den Heißkanal wird so gewählt, daß auch bei 12 % Überlast die Sicherheit gegenüber Filmsieden  $SF^{+)}$  im Heißkanal einen Wert von 1,38 nicht unterschreitet. Zur Bestimmung der kritischen Wärmestromdichte wird die W3-Beziehung von L. S. Tong benutzt, die mit einer Unsicherheit von etwa  $\pm 25 \%$  behaftet ist. Eingehende Messungen der

---

<sup>+) SF = kleinstes Verhältnis von kritischer und tatsächlich auftretender Wärmestromdichte</sup>

kritischen Heizflächenbelastung an Brennstabbindeln mit Original-Abstandhaltern wären für eine Reduktion dieses Streubandes notwendig, was eine Erhöhung der Reaktoreintrittstemperatur und damit eine größere Dampferzeugergrädigkeit oder eine Reduktion des Primärdurchsatzes und damit des Eigenbedarfs oder ein Anheben des FD-Druckes erlauben würde. Die Optimierung des primärseitigen Kühlmitteldruckes unter Berücksichtigung von Korrosion und mechanischer Festigkeit der Hüllrohre führt zu den durch die mittlere Hüllrohrtemperatur begrenzten Wert von etwa 160 bar. Gesamtoptimierungsrechnungen lassen eine Anhebung des Druckes im Sekundärkreis von 60 auf etwa 70 bar bei Nennlast vorteilhaft erscheinen.

#### IV.3.1.3 Instrumentierung

Die angestrebte Verbesserung im Formfaktor der Leistungsdichteverteilung durch ein optimales Steuerstab-Fahrprogramm wird durch hinreichende Meß- und Überwachungsmöglichkeiten durch eine Kerninstrumentierung begünstigt. Das von KKS eingesetzte verbesserte Kugelmeßsystem wird vom Prozeßrechner ausgewertet und ergibt auf Anforderung genaue Werte für Leistungsdichteverteilung, Kühlkanalfaktoren, Abbrand usw. Die Tendenz geht dahin, durch zusätzlichen Einsatz von stationären Kerndetektoren ein kontinuierlich arbeitendes Überwachungssystem zu schaffen, das die Signale mit mehreren Kleinrechnern auswertet und Schutz- und Steuerfunktionen ausübt.

#### IV.3.1.4 Brennelementauslegung

Der Reaktorkern von Siemens-DWR ist aus kastenlosen Brennelementen (BE) mit quadratischer Anordnung der Brennstäbe (BS) aufgebaut, deren Gitterabstand bei einem Brennstabaußendurchmesser von 10,75 mm vorwiegend durch die Neutronenökonomie bestimmt ist und etwa 14,3 mm beträgt. Kostenrechnungen zeigen, daß Brennstabdurchmesser und Gitterteilung auf heutiger Kostenbasis im Optimum liegen.

Die Leistungsdichte findet ihre Grenzen in der werkstofftechnischen Belastbarkeit des Einzelstabes. Die maximale Stableistung ist durch die Forderung, daß kein zentrales Brennstoffschmelzen der  $UO_2$ -Tabletten und dadurch verursachte erhöhte radiale Dehnung auftreten darf, auf 650 - 700 W/cm begrenzt. Der maximale lokale Abbrand liegt etwa 50 % über dem mittleren Gleichgewichtsabbrand [35][36] [37].

Zur Begrenzung der auftretenden Hüllrohrbeanspruchung werden Einfüllspiel der Pellets, Dichte der Pellets, He-Vorinnendruck und das Regelstabsystem aufeinander abgestimmt [38]. In Verbindung mit einer Optimierung der mechanischen Eigenschaften der Hüllrohre läßt sich das von der DWR-Gesamtanlage her gegebene gute Lastfolgeverhalten ohne BE-seitige Einschränkungen voll ausnutzen. Die bisherigen Nachbestrahlungsuntersuchungen an KWO-Brennstäben lassen den Schluß zu, daß der maximale lokale Abbrand auf etwa 65 MWd/kg U gesteigert werden kann.

Im Gegensatz zu Westinghouse, das für die gesamte Angebotspalette nur ein standardisiertes BE (15 x 15 - 21, 3670 mm) benutzt, hat Siemens für verschiedene Leistungsbereiche z. Zt. 4 optimalisierte BE-Typen festgelegt (Tab. 10), die wiederum aus einheitlichen, standardisierten Einzelteilen zusammengesetzt sind (z. B. gleiche Stabdurchmesser und Gitterteilung). Hierdurch werden Vorteile einer besseren Neutronenökonomie und einer geringeren Empfindlichkeit gegen denkbare axiale Xe-Schwingungen erzielt. Die Typisierung der Brennelemente hat weitere Leistungsgrößen bereits berücksichtigt. Dementsprechend ist das Standard-Brennelement für die Baureihe Biblis so dimensioniert, daß mit ihm günstige Kernkonfigurationen bis über 2000 MWe möglich sind (Tab. 11 [40]). Einschränkungen beim BE-Pooling sollten nicht zu hoch bewertet werden.

Nennwert der Reaktorleistung MWe	Zahl der BS je BE	Aktive BS-Länge mm	Beispiel
bis 500	15 x 15 - 20	2650	Borssele - KCB
500 bis 800	15 x 15 - 20	2985	Stade - KKS
800 bis 1100	{ 15 x 15 - 20 16 x 16 - 20	3450	projektiert
ab 1100	16 x 16 - 20	3900	Nordenhamm - KKW

Brennelementvarianten für Siemens - DWR

Tab. 10

Reaktorleistung	MW <sub>th</sub>	3 750	5 000	6 000
Anlagentyp		Biblis II/Unterweser		Bautyp 1975
Elek. Leistung	MW <sub>e</sub>	1 300	1 600	2 000
Brennelementtyp		16 x 16 - 20 = Typ Biblis/Unterweser		
Aktive Länge	mm	3 900	3 900	3 900
BE-Zahl im Kern		193	221	269
Reaktordruckbehälter				
Durchmesser	mm	5 000	5 220	5 600
Höhe	mm	13 900	13 900	13 900

Hauptdaten von 1600 MWe- und 2000 MWe-Druckwasserreaktoren

Tab. 11

#### IV.3.1.5 Reaktordruckbehälter

Die Evolution der Stahlreaktordruckbehälter für Siemens-DWR ist in Abb. 9 [7] [39] dargestellt. Da das Gewicht weit weniger als die Leistung ansteigt, kommen darin die Steigerung der Leistungsdichte und die bessere Materialausnutzung zum Ausdruck. Die Siemens AG verwendet die im unteren Teil der Abb. 9 gezeigten 4 Auslegungsgrößen von Stahl Druckbehältern. Mit diesen 4 Standard-Druckbehältern mit festliegenden Abmessungen kann für den gesamten Leistungsbereich bis etwa 1 500 MWe die derzeit in der BRD angestrebte integrierte Dosis schneller Neutronen von

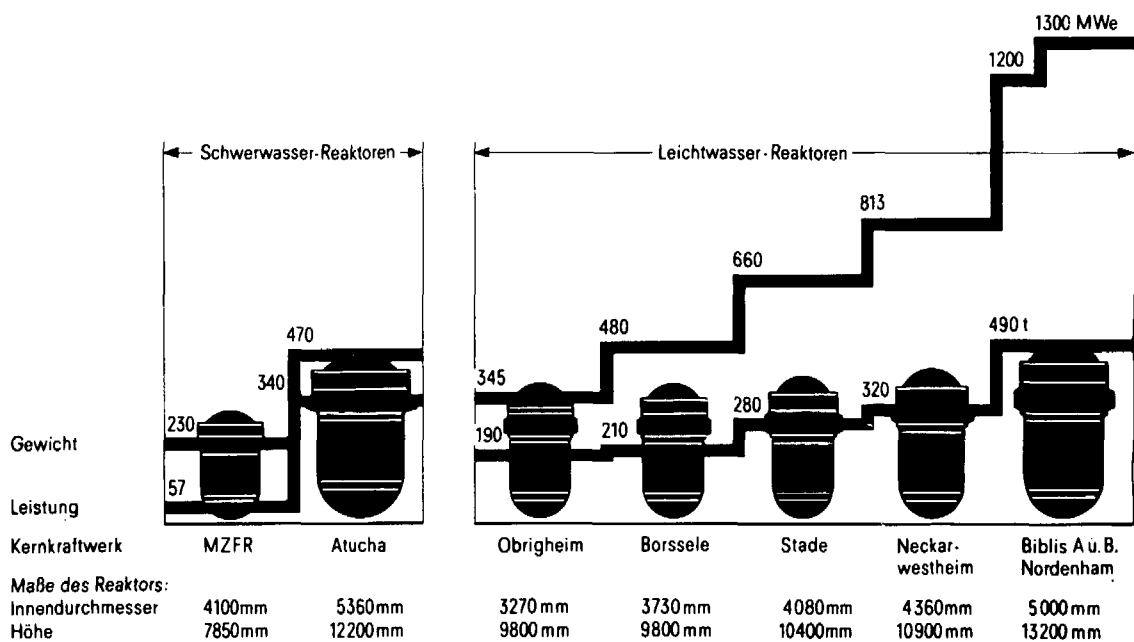


Abb. 9

$0,5 \cdot 10^{19}$  nvt eingehalten werden. Wenn dagegen mit zunehmendem Erfahrungsstand der in den USA übliche Wert von  $3 \cdot 10^{19}$  nvt akzeptiert wird, könnten die Reaktordruckbehälter für kleine Leistungen (unter ca. 650 MW) mit geringerem Innendurchmesser ausgeführt werden.

Während bei den bisherigen Anlagen Druckbehälter mit einem Innendurchmesser von 5,0 m für 1300 MWe-Anlagen eingesetzt wurden, lassen sich hieraus in Zukunft Leistungen von etwa 1500 MWe erzielen. Auf der Basis heutiger Fertigungstechnologien sind Behälter mit 5,6 m Innendurchmesser herstellbar, was bei unveränderter Leistungsdichte Anlagen von 1700 - 1800 MWe und unter Berücksichtigung

der zuvor beschriebenen Entwicklungslinien Anlagen von 2000 MWe (Tab.11) entspricht. Nur außereuropäische Hersteller sind derzeit bereit, die geforderten mechanischen Eigenschaften der dann 270 mm (im zylindrischen Teil) dicken Ringe zu garantieren.

Bei den Siemens-DWR konnte bisher auf eine Baustellenfertigung der Reaktordruckbehälter verzichtet und der Behälter komplett in der Werkstatt gefertigt und geprüft auf die Baustelle transportiert werden. Wie oben dargestellt, sind bei dieser Bauweise Leistungsgrößen bis 1800 MW erreichbar. Wenn beim Reaktordruckbehälter auch auf eine Baustellenfertigung wie beim SWR mit auf der Baustelle ausgeführten letzten Rundnähten zwischen vorgefertigten Behälterbauteilen übergegangen wird, verschiebt sich der Grenzwert der erreichbaren Leistung über 2000 MW je Einheitsleistung hinaus. Von den Herstellern müssen dafür allerdings noch Investitionen zur Handhabung der großen Abmessungen und Gewichte der Einzelteile erbracht werden. Die Möglichkeit einer Baustellenfertigung wurde für den Reaktordruckbehälter untersucht und bietet keine Schwierigkeiten. Interessant ist die Feststellung, daß im derzeit genutzten Leistungsbereich der spezifische Preis von Stahldruckbehältern mit wachsender Leistungseinheit steigt und für 1300 MWe-Anlagen etwa 15 DM/kWe beträgt.

Wenn auch die erreichbaren Grenzleistungen von Anlagen mit herkömmlichen Stahldruckbehältern, wie oben beschrieben, weit über den derzeit interessierenden Leistungsbereich hinausreichen, könnte für noch größere Anlagen in weiterer Zukunft die Anwendung von Spannbetonbehältern interessant werden. Für derartige Behälter und Anlagenkonzeptionen sind grundlegende Entwicklungsarbeiten bereits durchgeführt worden. Weitergehende Untersuchungen zur Konzipierung der optimalen Gesamtanlage (pod-boiler, Dyckerhoff & Widmann-Konzept) und zur Lösung technischer Detailprobleme (Dichthaut und Wärmeisolierung, integrierte Komponenten usw.) werden gemäß der Aktualität dieser Entwicklungstendenz fortgeführt werden, wobei im Vergleich zum SWR hier wesentlich mehr Vorarbeiten zu leisten sind: neue Wärmetauscher und Umwälzpumpen sind zu konstruieren und der hohe Systemdruck von 160 atm erschwert die mit der Linerausbildung verbundenen Probleme. Als Linerkonstruktion (heißer Liner) wird das von RFB (Österreich) entwickelte System, das sich z.Zt. im Teststadium befindet, zugrunde gelegt.

IV.3.1.6 Primärkreislauf

Ein weiteres Beispiel für die mit dem Übergang zu großen Leistungseinheiten verbundenen Aufgaben zeigt Abb. 10 [7] [41], auf der die Entwicklung der Loop-Kapazität dargestellt ist. Der Bereich von 450 - 1300 MWe wird mit 2, 3 und 4 Loop-Anlagen, 3 - 4 Dampferzeugertypen und zwei Rohrleitungsgrößen (750 und 800 mm Durchmesser) überdeckt.

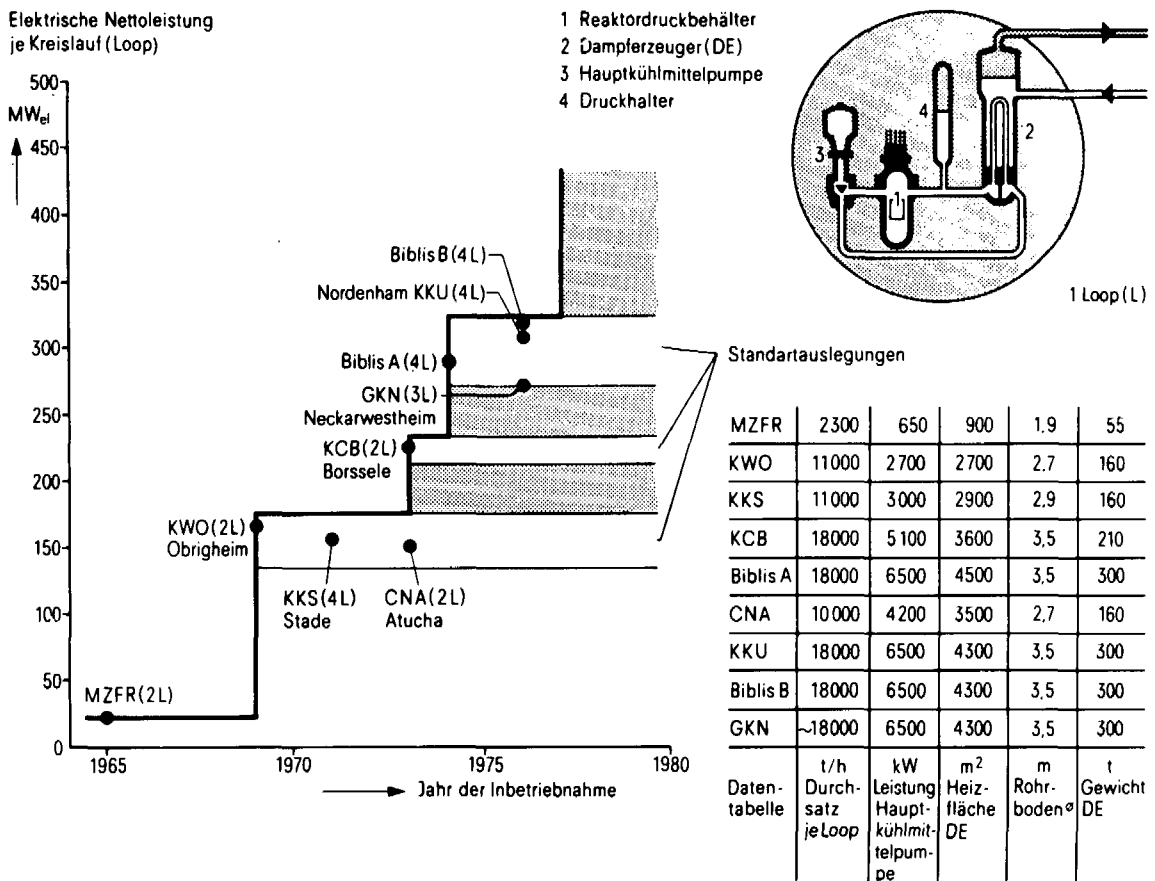


Abb. 10

Nach der derzeitigen Konstruktion der DE als stehende U-Rohrwärmetauscher mit ebenen, außen mit dem Mantel verschweißten Rohrböden ist die Leistungsgröße durch das Einsatzgewicht der sehr schweren Rohrböden derzeit auf etwa 5200 m<sup>2</sup> Heizfläche und 18 000 t/h Primär-Kühlmitteldurchsatz (1300 MWe-4 Loop-Anlage) begrenzt [43]. Wenngleich von seiten des Reaktordruckbehälters 2000 MWe-Anlagen mit 6 Loops der Biblis-Auslegung realisierbar sind, geht der wirtschaftlich sinnvolle Trend zu immer größeren Loop-Kapazitäten und weniger Kreisläufen je Anlage. Entwicklungen zu zentral mit der Kalotte abgestützten Rohrböden, sowie der Zufluß von Betriebs-

erfahrungen, die die Reduzierung der Auslegungssicherheiten erlauben, werden die Leistungsgrenze weiter nach oben verschoben und damit dem Trend zu immer größeren Loopeleistungen nachkommen. Combustion Engineering projiziert bereits solche Dampf-erzeuger in seinen 1300 MW-2 Loop-Anlagen. Eine weitere Möglichkeit besteht in einer Doppelplattenkonstruktion mit geraden Verdampferrohren wie sie z.B. von Babcock & Wilcox/BBC für einen 1300 MW-2 Loop-Reaktor in der BRD angeboten wird.

Auch die Pumpenleistung muß der zukünftigen Loop-Kapazität (400 - 500 MW) angepaßt werden. Wenngleich Fragen der Schwingungssicherheit besondere Aufmerksamkeit zukommt, wird in der Extrapolation der Pumpenleistung (KKW Unterweser = 8,5 MW-Auslegungsleistung im kalten Zustand) auf etwa 12 - 14 MW kein kritisches Problem gesehen.

Auf der Seite der Wasserchemie stehen im Vordergrund Entwicklungen mit dem Ziel der Verringerung der Konzentrationen an radioaktiven Spalt- und Korrosionsprodukten im Primärkreislauf. Dadurch sollen einmal Kontaminationen und die durch sie verursachte Ortsdosisleistung an Primärkreisteilen herabgesetzt, zum anderen Abgaben von Radionukliden stark reduziert werden (Nullabgabe-Reaktor). Angriffspunkte sind die Optimierung der Wasserchemie, die Erhöhung der Wirksamkeit der Kühlmittelreinigung sowie eine höhere Dichtheit des Primärkreislaufs. Zur Verringerung der Abgabe gasförmiger Aktivitäten sind Verzögerungs- oder Rückhaltevorrichtungen zu ertüchtigen, zur Reduzierung der Abgabe mit dem Abwasser die entsprechenden Aufbereitungsanlagen zu verbessern.

#### IV.3.1.7 Sicherheitsbehälter

Von der Siemens AG wird zur Zeit kein Grund gesehen, von dem verwendeten Volldruckcontainment mit einem Ausgleichsdruck von 5 - 6 atm beim Auslegungsstörfall abzugehen. Mit dem von Westinghouse zum Teil vorgesehenen Eiskondensator läßt sich zwar der Überdruck auf etwa 1 atm reduzieren, jedoch dürfte der effektive Nutzen wegen der zusätzlichen Aufwendungen fraglich bleiben und neue Probleme bringen. Erste Versuche an einem innendurchströmten Rohr deuten an, daß bei Verwendung eines Eiskondensators der Wärmeübergang im Kern bei Notkühlung infolge des geringen Drucks ungünstig beeinflußt werden könnte. Aussagefähigere Versuche mit einem BS-Bündel sind in Vorbereitung.

#### IV.3.1.8 Ferritischer Primärkreislauf

Primärkreisläufe und Primärkomponenten von Druckwasserreaktoren werden im allgemeinen aus austenitischem CrNi-Stahl und Ni-Legierungen (Vollmaterial und Schweißplattierungen) gebaut. Durch Verwendung dieser Werkstoffe kann die Korrosion relativ niedrig gehalten werden. Die Betriebserfahrungen bei Kernkraftwerken zeigen jedoch, daß es dennoch zu einer gewissen Kontamination der Primärkreisläufe kommt. Laborversuche und Betriebserfahrungen mit teilweise ferritischem Primärkreislauf im HBWR [44] haben andererseits gezeigt, daß Korrosionsraten und Metallabgaberaten ferritischer Stähle unter LWR-Bedingungen eine ferritische Bauweise des Primärkreislaufs und der Primärkomponenten grundsätzlich gestatten. Vorteile einer solchen ferritischen Bauweise sind Kostenersparnisse und leichte Verarbeitbarkeit sowie eine doppelt so hohe Wärmeleitfähigkeit der Dampferzeugerbohrung. Weiterhin wird damit eine Verringerung der Kreislaufkontamination infolge des geringen Ni-Gehaltes der Korrosionsprodukte angestrebt. In Druckwasserbereichen hoher Temperatur ist die Verwendbarkeit ferritischen Materials gegeben; seine Niedrigtemperaturkorrosion sollte sich mit Inhibitoren beherrschen lassen. Starke Aufmerksamkeit ist der Erosionskorrosion zu widmen. Zur Auswahl der optimalen Wasserchemie sind eingehende Untersuchungen notwendig. Insbesondere müssen hierfür wie auch für die Auslegung der Primärkühlmittelreinigung die Metallabgaberaten mit wesentlich höherer Zuverlässigkeit als bisher bekannt ermittelt werden.

#### IV.3.1.9 Weitere Vereinfachungen

Als weitere Schritte der Anlagenvereinfachung sind eine große Zahl von Detailverbesserungen und Vereinfachungen wie z.B. der Verzicht auf einen Reservestrang für Kühlmittelreinigung oder eine Kunststoffauskleidung zunächst des Reaktorraumes und später auch des Brennelementlagerbeckens vorgesehen.



#### IV.3.2 Siedewasserreaktoren

Die Entwicklung des SWR, die im Laufe von 16 Jahren von den experimentellen Anfängen bis zu den heutigen Anlagen geführt hat, war insbesondere durch

- den Übergang von Naturumlauf (VAK) über das Zweikreisprinzip (KRB), dem partiellen internen Wasserumlauf mittels Strahlpumpen (KWW), zum voll internen Umlauf mittels Axialpumpen (KKB),
- die Steigerung der mittleren spezifischen Leistung von 10 kW/kg U (VAK) auf 22 kW/kg U (KWW, KKB, KKP),
- die Einführung standardisierter Komponenten (Brennelementzelle, Dampf-Wasser-Abscheider, Axialpumpen)

gekennzeichnet [25]. Der zukünftige Entwicklungsaufwand wird weniger spektakulären Änderungen als der Produktsicherung und damit auch der Kostenreduktion gewidmet sein.

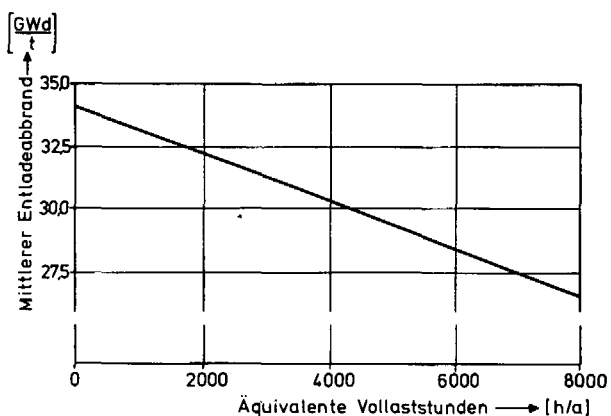
##### IV.3.2.1 Neutronenphysikalische Auslegung

Wenngleich die mittlere spezifische Leistung der BE von derzeit 22 kW/kg sowie der mittlere Entladeabbrand (im Gleichgewicht : 27,5 MWd/kg) für SWR zunächst nicht wesentlich erhöht werden wird, sind die Einflußgrößen - Zykluslänge, Erstkernanreicherung, Gleichgewichtsanreicherung (und damit Abbrand) - gemäß den Bedingungen des Kapitalmarktes und der Brennstoffkreislaufleistungen noch weiter zu optimieren. Diese Optimierung ist auch unter Berücksichtigung des Reaktivitätshaushaltes am Zyklusende vorzunehmen. Bekanntlich hat der SWR infolge des langsamen Leistungsabfalls am Zyklusende (Abb.12), der durch die Absenkung der Speisewassertemperatur noch unterstützt werden kann, ein Potential der vermehrten Brennstoffausnutzung, das unter Berücksichtigung der Netzverhältnisse ausgeschöpft werden kann. Für eine Veränderung des Brennstabdurchmessers und der Zellenteilung wird auch bei Übergang zu größeren Leistungseinheiten kein bedeutendes Stimulans gesehen, während eine Verringerung der Hüllrohrwandstärke einen direkten Kostenvorteil brächte.

Bereits für KKB werden zur Kompensation der Abbrandreaktivität des Erstkerns statt Vergiftungsbleche abbrennbare Gifte (Gadolinium) im Brennstoff ausgewählter BS homogen verteilt. Bedingt durch eine bedeutende Zunahme des Verhältnisses von

Trennarbeits- zu Urankonzentrationspreisen lassen sich zukünftig die Erstkernkosten durch Übergang auf eine geringere Anreicherung (1,9 % statt 2,2 %) senken.

Ebenso wie bei DWR läßt sich bei SWR unter Einhaltung thermohydraulischer und werkstofftechnischer Randbedingungen der mittlere Entladeabbrand durch Übergang zu kürzeren Zykluszeiten erhöhen (Abb. 11 [45]) oder eine entsprechende Senkung der mittleren Anreicherung erzielen. Üblicherweise wird die Anreicherung so angepaßt, daß ein einheitlicher Entladeabbrand bei unterschiedlichen Jahresbenutzungszeiten daraus resultiert. Nicht so sehr die um 1 - 2 Tage längere Brennelementwechselzeit (80 h für 1300 MWe-SWR), sondern eher die niedrigere Leistungsdichte, die absolut gesehen die Anreicherungseinsparungen bei Halbjahreszyklus nicht so hoch werden läßt, macht den Übergang zu einem kürzeren Zyklus für SWR nicht so attraktiv wie für DWR.



Entladungsabbrand von SWR in Abhängigkeit von der Zyklusdauer

Abb. 11

#### IV.3.2.2 Thermohydraulische Auslegung

Ziel der thermohydraulischen Auslegung des SWR-Kerns ist

- die Vermeidung einer kritischen Heizflächenbelastung, bei der Blasen-sieden in Filmsieden übergeht,
- den Dampfblasengehalt aus Gründen der Reaktivitätsbilanz und zur hydraulischen Stabilität zu begrenzen und
- die maximale Brennstabtemperatur unter der Schmelztemperatur zu halten [46].

AEG-SWR sind mit einem Sicherheitsfaktor von 1,9 (bei Nennleistung) gegenüber der kritischen Heizflächenbelastung ausgelegt. Die maximale Wärmestromdichte liegt bei  $134 \text{ W/cm}^2$  [46]. Genauere experimentelle Kenntnis der kritischen Heizflächenbelastung als Funktion des Dampfgehaltes und der Massenstromdichte (gemessen an repräsentativen Stabbündeln) könnte zukünftig eine Heranführung des Auslegungswertes an den Grenzwert erlauben.

Zur Vermeidung von zentralem Brennstoffschmelzen darf die maximale lokale, spezifische Leistung 57 kW/kg nicht überschreiten. Unter Berücksichtigung des Leistungsprofils ergibt sich daraus eine mittlere spezifische Leistung von 22 kW/kg. Eine Anhebung der mittleren Belastung durch Abflachung des Leistungsdichteprofiles ist zunächst von AEG nicht vorgesehen.

#### IV.3.2.3 Brennelement-Auslegung

Der Reaktorkern des AEG-SWR ist aus Kernzellen aufgebaut, die aus einem kreuzförmigen Steuerstab und vier rechteckigen Brennelementkästen bestehen. Jedes Brennelement enthält in quadratischem Gitter 49 Brennstoffstäbe von 14,3 mm Außendurchmesser und 3660 mm aktiver Länge. Bei einem Gitterabstand von 18,7 mm ergibt sich aus der mittleren spezifischen Brennstoffbelastung von 22 kW/kg eine mittlere Leistungsdichte von 50 kW/l. Diese standardisierte Einheitszelle liegt AEG-SWR im Leistungsbereich von 400 - 1250 MWe zugrunde und wird ab KWW benutzt. Auch für größere Leistungseinheiten wird z. Zt. nicht an eine Änderung der Einheitszelle gedacht. Die unterschiedlichen Anreicherungen für verschiedene Leistungsgrößen erschweren das Brennelement-Pooling nicht: eine Studie der AEG zeigt, daß auch die leicht unterschiedlichen Anreicherungen die freie Austauschbarkeit nicht beeinträchtigen und damit die wirtschaftlichen Vorteile des Brennelement-Poolings nicht schmälern.

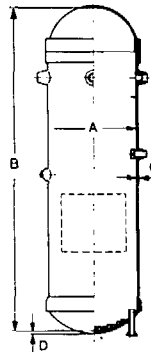
Als Werkstoff für Brennstabrohre, Endstopfen und Abstandshalter findet Zircaloy 2, für die Brennelementkästen Zircaloy 4 Verwendung. Fuß- und Kopfstücke sind aus Edelstahl, die Federn aus Inconel X 750 [47]. Die somit weitgehende Verwendung von Zircaloy bietet praktisch keine Möglichkeit, die Neutronenökonomie durch andere Werkstoffwahl weiter zu verbessern.

Der Einsatz von SWR im Lastfolgebetrieb stellt an die Brennelemente keine besonderen Anforderungen. Bei einem Systemdruck von 70 bar sind die Brennstabhüllen selbsttragend ausgeführt. Auch nach längerer Standzeit brauchen die Hüllen die mit dem Lastwechsel verbundenen thermischen Expansions- und Kompressionsbewegungen der keramischen  $\text{UO}_2$ -Tabletten nicht mitzumachen. Selbst bei der nach jahrelangem Einsatz eintretenden Versprödung durch Bestrahlung im Neutronenfeld sind die Zircaloyhüllen deshalb gegenüber Lastwechselvorgängen wenig empfindlich.

Größere Bedeutung wird bei SWR insbesondere im Hinblick auf größere Leistungseinheiten der Vereinfachung und Beschleunigung des jährlichen Brennelementwechsel beigemessen. Für Leistungsgrößen im Bereich von 2000 MW ist aus diesem Grunde durchaus eine Vergrößerung der BE-Einheitszelle wünschenswert.

#### IV.3.2.4 Reaktordruckbehälter

Für große SWR-Stahldruckgefäße, deren Hauptdaten in Tab. 12 [48] zusammengefaßt sind, bietet eindeutig die Blechbauweise mit kombinierter Werkstatt-Baustellenfertigung wirtschaftliche und terminliche Vorteile. Hierbei werden in der Werkstatt Sektionen fertiggestellt, die auf der Baustelle im Sicherheitsbehälter mit Rundnähten zusammenschweißt werden. Die Lieferzeit für ein 900 MWe-Druckgefäß beträgt durchschnittlich 34 Monate.



Reaktorleistung MW <sub>el</sub>	Øi		Lichte Höhe		Wanddicke Zyl. Boden	Gewicht (t)
	A [mm]	B [mm]	C	D		
600	5300	20250	129	182	450	
800	5580	20710	143	200	506	
900	5850	21000	145	210	640	
1300	6600	21850	163	232	850	

Auslegungsdruck 88 atu  
Auslegungstemperatur 300 °C

Tab. 12

Bei Verwendung von Axialpumpen derzeitiger Standardisierung ist unter Zugrundelegung einer Leistungsdichte von 50 kW/l die Ausführbarkeit der Stahldruckgefäße auf eine Leistungsgröße von etwa 1650 MW beschränkt; die Wandstärke bleibt dann im Bodenbereich noch unter der als maximal zulässig betrachteten Dicke von 250 mm. Änderungen des Umwälzsystems (größere Leistungseinheiten der Axialpumpen<sup>+) , Turbinen- oder Strahlpumpen) sowie die Entwicklung interner Steuerstabantriebe können die Anzahl der Stützen im Druckgefäßboden verringern und somit noch größere Stahldruckgefäße realisierbar machen. Korrosionsuntersuchungen lassen erwarten, daß zukünftig auf eine Plattierung des Behälters verzichtet werden kann.</sup>

Kürzlich wurde über eine neue Stahldruckbehälterkonstruktion von S. Anderson berichtet, die die Verwendung billigerer Stähle erlaubt und keiner Begrenzung hinsichtlich Druck und Behälterdurchmesser unterliegen soll [49]. Der Behälter besteht aus

<sup>+) Axialpumpen mit einer Leistung von 1,0 bis 1,2 MW (derzeit 580 kW) würden einen Leistungsbereich bis zu 2000 MW erschließen</sup>

äußeren 2 - 3 mm dicken Stahlringen zur Aufnahme der horizontalen Spannungen. Die vertikalen Spannungen werden von einer Innenwand aus senkrechten Stahlstäben aufgenommen.

Die günstigeren Auslegungsbedingungen (geringer Druck) lassen in einem ersten Schritt die Verwendung von Spannbetondruckbehältern (SBB) für SWR günstiger erscheinen als für DWR. Die meisten Konzeptvorschläge sehen vor, daß außer dem Kern und den Dampfführungseinrichtungen auch die Umwälzschleifen und die Sicherheitsabsperrarmaturen integriert werden, während das Druckabbausystem unter dem SBB angeordnet werden kann. Wesentliche Unterschiede bestehen in der Linerauslegung, wo die Fried.Krupp GmbH sowie französische Firmen eine "heiße" Dichthaut vorschlagen, während die skandinavische Entwicklung auf einem "kalten" Liner mit Gasspaltisolation basiert. Letztere wurde von der AB-Atomenergi für einen 850 MWe-SWR in Angriff genommen und scheint am weitesten fortgeschritten. Die mit einem 1 : 3,5 Modell durchgeführten Versuche haben die Funktionsfähigkeit dieses Systems erwiesen [50]. Die Beurteilung der technologischen und wirtschaftlichen Vorteile des skandinavischen SBB-Konzeptes für SWR wird dadurch erschwert, daß der neueste Stand der Auslegung aus firmenpolitischen Gründen nicht publiziert ist. Für eine 850 MWe-SWR-Anlage erwarten die beteiligten skandinavischen Institutionen bei Verwendung eines SBB als Druckgefäß eine geringfügige Kostenreduktion von ca. 5 Mio DM für die Gesamtanlage; nicht berücksichtigt sind dabei die sich aus einer 4 - 6 Monate kürzeren Bauzeit ergebenden Vorteile. 1 : 10 Modelle weisen experimentell einen Sicherheitsfaktor von 3,2 gegen Überdruck auf und bieten somit in Verbindung mit einem günstigeren Leckageverhalten signifikante sicherheitstechnische Vorteile gegenüber Stahldruckbehältern für SWR. Demgegenüber haben Studien von General Electric sowie AEG/Krupp zu dem Ergebnis geführt, daß, sofern man nicht in Leistungsbereiche der Größenordnung von 5000 MWe vordringt, Stahldruckbehälter wesentlich billiger als Spannbetondruckbehälter für SWR sein werden. Überdies sei ein bedeutender Entwicklungsaufwand bis zur Qualifikation des Spannbetondruckbehälters für SWR notwendig. Diese Gesichtspunkte, die mit der Umstellung auf Spannbetondruckbehälter verbundenen Aufwendungen für die Anpassung des Gesamtkonzeptes, sowie die bei Stahldruckbehältern in naher Zukunft noch nicht erreichten Leistungsgrenzwerte veranlassen die AEG, für eine forcierte SBB-Entwicklung für SWR keine technologische oder ökonomische Notwendigkeit zu sehen.

#### IV.3.2.5 Umwälzpumpen

Aus sicherheits- und regeltechnischen Gründen wird man beim SWR auch zukünftig das Prinzip des voll internen Zwangsumlaufs beibehalten. Die derzeit in Bau oder Planung befindlichen AEG-SWR sind im Leistungsbereich von 400 - 1250 MWe mit 4 - 10 internen Axialpumpen ( $5630 \text{ m}^3/\text{h}$ ; 580 kW) ausgerüstet. Als Alternativen stehen die bereits technisch realisierbaren, in USA favorisierten speisewassergetriebenen Strahlpumpen sowie in den Speisewasserstutzen angeordnete speisewassergetriebenen Turbopumpen zur Diskussion. Ausschlaggebend dafür, ob man an den bereits in den Markt eingeführten Axialpumpen festhalten oder auf Strahlpumpen oder Turbinenpumpen übergehen wird, werden Fragen der Kostenminderung und höherer Verfügbarkeit sein. Hinzu kommt, daß man beim Übergang auf den Leistungsbereich von 1500 - 2000 MWe bei Verwendung von Axialpumpen die Einheitsleistung zweckmäßigerweise etwa verdoppelt, um die Zahl der Durchbrüche im Druckbehälterboden niedrig zu halten (siehe auch IV.3.2.4).

#### IV.3.2.6 Dampf-Wasser-Trennung

Zur Abtrennung des Dampfes aus dem den Kern verlassenden Dampf-Wasser-Gemisch werden bei AEG-SWR seitlich und oberhalb des Kerns angeordnete Fallzyklone (210 Stück für KWW) verwendet. Das im Dampf mitgerissene Wasser (ca. 2 Gew.-%) wird in den sich anschließenden Dampftrocknern auf weniger als 0,1 Gew.-% reduziert.

Die Weiterentwicklung der Dampf-Wasser-Trennung hat Aussichten, zu einem Verzicht auf die Dampftrockner zu führen. Die sich daraus ergebende Reduktion der Bauhöhe des Druckbehälters und des Containments würden zu beträchtlichen Einsparungen führen; überdies würde dadurch der BE-Wechselvorgang erleichtert und beschleunigt.

#### IV.3.2.7 Sicherheitsbehälter

Aufgabe des Sicherheitsbehälters ist der Umgebungsschutz gegen unzulässige Folgeschäden bei Versagen von Bauteilen. Insbesondere muß der Primärkreisbruch beherrscht werden. Durch ein Druckabbausystem (Kondensationskammern) wird der sich dann im Sicherheitsbehälter aufbauende Druck (auf 2,1 atü bei KBE) begrenzt. Solchen

Anforderungen genügende Sicherheitsbehälter (Innendurchmesser für 1250 MWe-Anlage: 29,5 m) wurden für AEG-SWR bisher aus Stahl gefertigt. Die AEG bemüht sich derzeit intensiv, Bauformen des Sicherheitsbehälters zu entwickeln, die eine optimale Anpassung an Reaktorgebäude und bekanntgewordene Sicherheitsvorschriften (Erdbeben, Flugzeugabsturz) erlaubt. Dabei ist auch an eine Betonbauweise, schlaffarmiert oder vorgespannt, gedacht; letztere Variante wird von der ASEA-Atom (Schweden) bereits für ihre SWR verwendet.

#### IV.3.2.8 Ferritischer Kreislauf

Hier gelten die gleichen Entwicklungsziele wie für den DWR.

#### IV.3.2.9 Weitere Vereinfachungen

In diesen Bereich fallen insbesondere Systemvereinfachungen der Hilfs- und Nebenkreisläufe. Während die heutigen Notkühlanlagen aus insgesamt 7 Strängen bestehen, zielt die beabsichtigte Vereinfachung unter Einhaltung aller Sicherheitskriterien auf die Verwendung von weniger Strängen ab, die einen größeren Druck- und Volumenbereich überdecken können. Ähnliche Vereinfachungen durch Systemzusammenfassung sind in den Reinigungs- und Abwasseranlagen möglich.

V. Bau- und Betriebserfahrungen mit Wärmekraftwerken

Die termingerecht bzw. mit geringer Verzögerung fertiggestellten Demonstrationskernkraftwerke in Gundremmigen, Lingen und Obrigheim sowie die Baufortschritte bei den ersten kommerziellen Anlagen in Stade und Würgassen unterstreichen die Fähigkeit der deutschen Reaktorbauinterie, solche Projekte in vierjähriger Bauzeit durchzuführen. Engpässe

	Monate	Turn-Key-Vergabe	Los-Vergabe	
		BRD	BRD	USA
Angebotsausarbeitung (einschl. Sicherheitsbericht)	6	6		
Vorprojekt (Techn. Auslegung, Komponentenausschreibung, Sicherheitsbericht)	"		12 - 18	6
Genehmigungsvorlauf (Antrag auf Errichtungsgenehmigung)	"	12 - 14	12 - 14	12 - 15
Bauzeit	"	54	54	52
Projektdauer	"	72 - 74	78 - 86	70 - 73

Zeitplan für die Errichtung eines LWR-Kraftwerks

Tab. 13

bei der Turbinen- und Druckbehälterfertigung haben die Bauzeit neuer Projekte einschließlich 5 bis 10-monatiger Bauvorlaufzeit auf 61 - 66 Monate erhöht und bereits zu Angeboten mit einer Lieferzeit von 70 Monaten geführt. Eine Übertragung der US-amerikanischen Calvert-Cliff-Gerichtsentscheidung, die Prüfungsaufgaben der USAEC auch auf den nichtnuklearen Umweltschutz auszudehnen, auf die deutschen Verhältnisse könnte auch in der BRD zu einer beträchtlichen Verlängerung der heutigen Projektvorlaufzeit (Tab. 13) führen.

Wenngleich die Liste der Kernkraftwerksverfügbarkeit 1970 in der Welt [51] [52] nicht sehr beeindruckend ist, ist die Steigerung der Verfügbarkeit der deutschen Demonstrationsanlagen von 70,6 % im Jahre 1969 auf 81,6 % im Jahre 1970 ein Ausdruck für die nunmehr überwundenen Anfangsschwierigkeiten einer neuen Technik. Tab. 14 zeigt die Betriebsergebnisse der in der BRD installierten Demonstrationskernkraftwerke. Die aufgetretenen Schäden waren in keinem Fall prinzipieller Natur. Hinsichtlich der

		1967	1968	1969	1970
KRB (250 MWe-SWR)	$\eta_A$ m. BE-Stillst. (%)	52,8	46,6	57,5	84,2
	$\eta_A$ o. BE-Stillst. (%)	52,8	46,6	81,7	99,8
	$k_A$ o. BE-Stillst. (%)	62,0	55,1	90,8	100,4
	z gesamt	13	7	3	4
	z gesamt > 6 h	10	5	3	1
	z ungeplant	3	1	1	0
KWL (180 MWe-SWR mit 75 MWe fossiler Überhitzung)	$\eta_A$ m. BE-Stillst. (%)	-	75,0	82,2	62,9
	$\eta_A$ o. BE-Stillst. (%)	-	75,0	82,2	84,0
	$k_A$ o. BE-Stillst. (%)	-	94,4	91,4	90,6
	z gesamt	-	8	20	16
	z gesamt > 6 h	-	5	12	16
	z ungeplant	-	4	15	10
KWO (345 MWe-DWR)	$\eta_A$ m. BE-Stillst. (%)	-	-	86,9	83,5
	$\eta_A$ o. BE-Stillst. (%)	-	-	86,9	98,1
	$k_A$ o. BE-Stillst. (%)	-	-	88,9	98,5
	z gesamt	-	-	12	16
	z gesamt > 6 h	-	-	6	4
	z ungeplant	-	-	7	12

$\eta_A$  : Arbeitsausnutzung  
 $k_A$  : Arbeitsverfügbarkeit  
 z : Stillstände

Betriebsergebnisse der Demonstrationskraftwerke in der BRD

Tab. 14



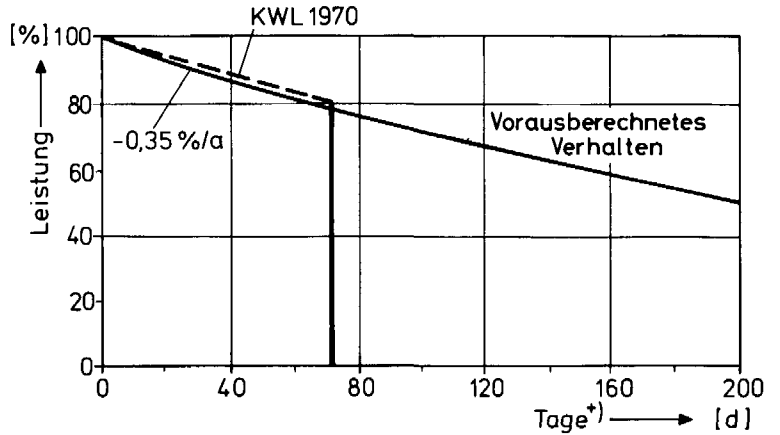
Häufigkeit der Abschaltungen überwogen Ursachen aus dem konventionellen Bereich und der Elektronik, während Störungen am nuklearen Dampferzeugersystem und am Turbosatz seltener auftraten, jedoch meist längere Reparaturzeiten erforderten [53]. Die Brennelemente haben sich insgesamt gut bewährt, wenn auch der Übergang von der Laborfertigung zur Massenproduktion eine deutliche Erhöhung der statistischen Fehlerquote brachte, wodurch aber keine Einschränkung der Verfügbarkeit hervorgerufen wurde. Ursprüngliche Schadensquoten von etwa 1 % für SWR-Brennelemente hatten höchstwahrscheinlich ihre Ursache in zu hoher Brennstoffeuchte. Entsprechende Maßnahmen bewirkten eine Senkung der Schadensquote neuer Teilchargen auf 0,2 - 0,3 % [54]. Brennelementdefekte bei KWO, die zu einem außerplanmäßigen Auswechseln von 12 Brennelementen geführt haben, sind wahrscheinlich durch einen chemischen Angriff der Innenseite des Hüllrohres entstanden [53][55].

Eine Gegenüberstellung der von den Behörden genehmigten Aktivitätsfreisetzungsraten der deutschen LWR-Kraftwerke mit den im Normalbetrieb tatsächlich auftretenden Werten (Abb. 13 [13]) läßt deutlich erkennen, daß sich die in den Kernkraftwerken eingebauten Spaltproduktbarrieren sehr gut bewährt und die effektiven Werte unter 20 %, meist sogar 1 % der zulässigen Grenzen gehalten haben, wobei jedoch zu berücksichtigen ist, daß durch notwendig werdende Reparaturen die Emissionen kurzzeitig über den Betriebs-Abgaberraten liegen können. Einschränkungen der Begehbarkeit von Reaktor-gebäude und Maschinenhaus durch hohe Aerosolaktivität, wie sie bei SWR wiederholt vorgekommen sind, lassen sich durch sorgfältige Wartung und einwandfreie Stopfbuchsverpackung mindern. Während grundsätzlich der direkte mit Reaktordampf betriebene Turbinenkreis des SWR bei Betrieb, Inspektion und Reparatur keine Schwierigkeiten hervorruft, hat sich die Kontamination spezieller, wasserführender Teile des Primärkreises als reparaturerschwerend erwiesen [56].

Abb. 12 [29] zeigt am Beispiel des KWL-Siedewasserreaktors das günstige Betriebsverhalten von LWR am Zyklusende: der KWL-Reaktor wurde im Jahre 1970 mehr als 70 Tage über den geplanten Brennelementwechseltermin hinaus weitergefahren, wobei sich nur eine geringe, fast exakt vorausberechnete Leistungsminderung von 0,35 %/d einstellte.

Ebenso wie die Einführung der Kernkraftwerkstechnologie braucht der Übergang zu größeren Blockeinheiten bei fossil gefeuerten Kraftwerken eine mehrjährige Anlaufzeit, um die als Standard anzustrebende Arbeitsverfügbarkeit von 90 % (ohne Revision)

zu erreichen. Betriebserfahrungen mit den ersten großen ( $\geq 600$  MWe) Einzug-Kesseln in den USA haben gezeigt, daß ihre Verfügbarkeit mit 70 % in 1969 unzureichend war und die Zuverlässigkeit der installierten Kernkraftwerke nicht erreichte [57]. Über große kombinierte Gas/Dampfturbinenkraftwerke liegen noch keine Betriebserfahrungen vor. Die 75 MW-Anlage "Hohe



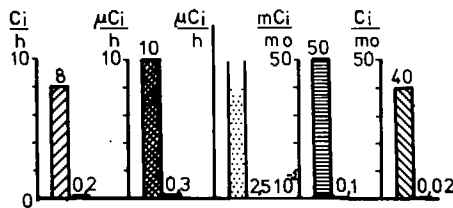
+1) seit Beginn des stretchout-Betriebes

KWL stretchout - Betrieb 1970

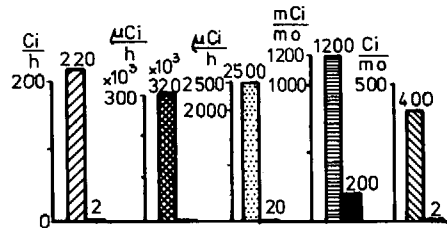
Abb. 12

Wand" erreichte in ihren ersten 5 Betriebsjahren eine Zuverlässigkeit von 97,4 % bei der Dampfkraftanlage und 98,4 % bei der Gasturbine [13].

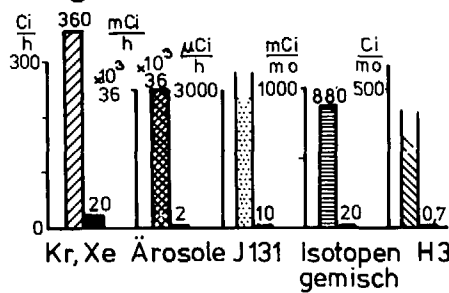
Kahl 15 MW



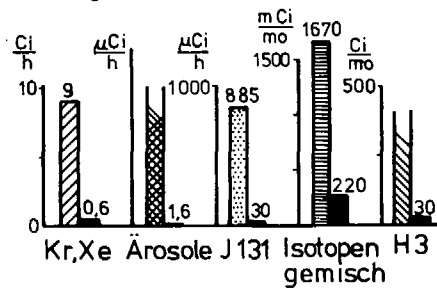
Gundremmingen 250 MW



Lingen 250 MW +1)



Obrigheim 345 MW



+1) davon 75 MW fossile Überhitzung

Radioaktive Abgabe von Kernkraftwerken  
Gegenüberstellung genehmigter und gemessener Werte

Abb. 13

VI. Umweltbelastung durch die Kraftwirtschaft

Wenngleich elektrische Energie selbst sauber und ihre Verwendung umweltfreundlich ist, sind mit der Bereitstellung dieses Energieträgers in beträchtlichem Maße Umweltbelastungen verbunden. Im folgenden werden nur die durch die Energieumwandlung, d.h. die durch die Kraftwerke verursachten Umweltbelastungen erläutert, während die ökologischen Auswirkungen der Primärenergiebereitstellung kurz im Kapitel über den fossilen Brennstoffmarkt umrissen werden.

VI.1 Gewässerbelastung

VI.1.1 Thermische Belastung

Bedingt durch im thermischen Prozeß erreichbare Minimal- und Maximaltemperaturen nutzen konventionelle Wärmekraftwerke die eingebrachte Energie unterschiedlich. Aus Tab. 15, die die Wärmebilanz eines fossil gefeuerten und eines Leichtwasserreaktor-Kraftwerks aufschlüsselt, ist zu entnehmen, daß zwar sowohl konventionelle wie auch nukleare Kraftwerke nur den kleineren Teil der bereitgestellten Wärme zu Strom umwandeln, LWR-Kraftwerke aber infolge des geringeren Wirkungsgrades und mangels Wärmeabgabe über die Abluft etwa 60 % mehr Wärme aus Kondensator und Nebenkreislauf an das Kühlwasser abführen.

	Fossil gefeuertes Kraftwerk <sup>c)</sup>		Leichtwasserreaktor Kraftwerk <sup>d)</sup>	
	kcal/kWh	%	kcal/kWh	%
Netto-Wärmeverbrauch	2075	107,7	2610	105,2
Brutto-Wärmeverbrauch <sup>a)</sup>	1926	100,0	2480	100,0
Umwandlung in elektrische Energie	860	44,7	860	34,7
Abgasverluste	90	4,5	0	0
Sonstige Wärmeverluste an die Umgebung	30	1,5	10	0,5
Mechanische und elektrische Verluste des Turbosatzes	40	2,0	50	2,0
Kondensatorverluste	906	47,3	1560	62,8
Im Hauptkühlwasser abzuführende Wärme	ca. 910		ca. 1560	
Im Nebenkühlwasser abzuführende Wärme	ca. 105 <sup>b)</sup>		ca. 80	
Insgesamt im Kühlwasser abzuführende Wärme	ca. 1015		ca. 1640	
Verhältnis der abzuführenden Wärmemengen	1,00		1,62	

a) bezogen auf die Oberspannungsseite des Maschinenrafs  
 b) einschl. Nebenkühlwasser für Kondensator der Speisepumpentriebsturbinen  
 c) Schweröl- oder Erdgasfeuerung; 250 at Frischdampf- und 0,036 at Kondensatordruck  
 d) Siemens-Druckwasserreaktor; 0,045 at Kondensatordruck

Wärmebilanz moderner Kraftwerke

Tab. 15

In Tab. 16 [7] sind die kostenoptimierten Auslegungsdaten eines erdgas- oder schwerölgefeuerten Kraftwerks mit einem Frischdampfdruck von 250 at denen eines Leichtwasserreaktors für verschiedene Kühlkonzepte gegenübergestellt, deren Funktionsweise in Abb. 14 [58] skizziert ist. Bei Kernkraftwerken wird aus Sicherheitsüberlegungen davon ausgegangen, daß zumindest die Wassermenge für den nuklearen Nebenkühlkreislauf als Flußwasser zur Verfügung steht. Bei den bisherigen Projekten in der BRD wurde

Überblick über Naß- und Trockenkühlverfahren für thermische Kraftwerke (Dampfprozess)

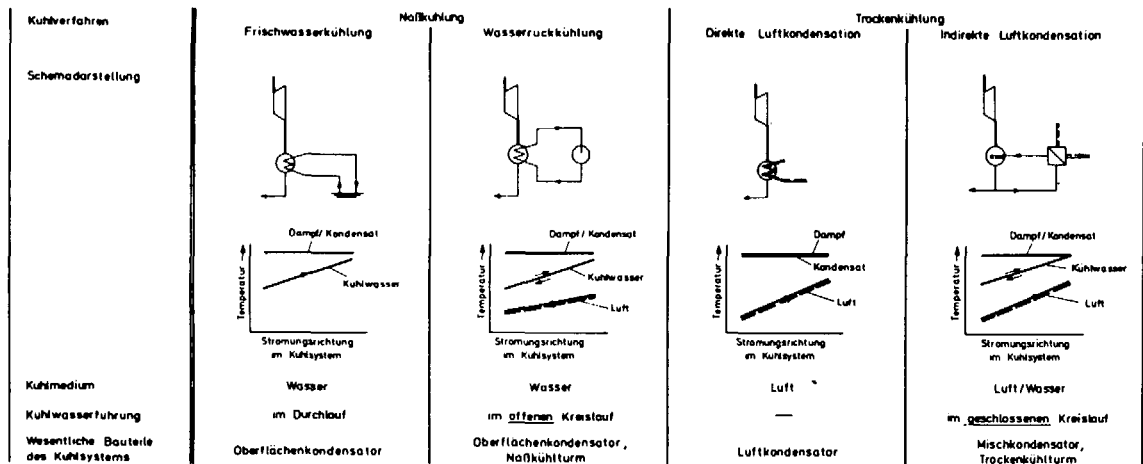


Abb. 14

der gesamte Nebenkühlwasserbedarf durch Flußwasser gedeckt. Ein Teil dieser Wassermenge wird nach Aufwärmung in den Kühlern und entsprechender Aufbereitung als Kühlturmsatzwasser verwendet. Bei der angegebenen Zusatzwassermenge wurde eine Abflutung von 30 % angenommen. Der Zahlenwert entspricht einem Bedarf bei mittlerer maximaler Sommertemperatur. Eine direkte Luftkondensation ist für Leistungsgrößen bis 200 MW technisch ausgereift; ihre Planungsgrenze liegt infolge Begrenzung durch die großen Durchmesser der Abdampfleitungen bei 300 MW [58]. Für LWR-Kraftwerke

		Fluß-W.		Naturzug Naß		Ventilation Naß		Luftkond. ventiliert		Heller ventiliert		Heller Naturzug	
		F	N	F	N	F	N	F	N	F	N	F	N
Thermische Leistung <sup>a)</sup>	MW <sub>th</sub>	2620	3750	2620	3750	2620	3750	2620	3750	2620	3750	2620	3750
Elektrische Nettoleistung	MW <sub>e</sub>	1155	1235	1110	1173	1106	1165	1085	1078	1125	1098	1170	
Bruttowirkungsgrad <sup>b)</sup>		47,5	34,7	46	33	45,9	33,1	45,6	45,7	32,9	45,7	32,9	
Nettowirkungsgrad <sup>b)</sup>		44	33	42,4	31,3	42,2	31,1	41,4	41,2	30,0	41,9	31,2	
Kondensatordruck	at	0,036	0,045	0,1	0,085	0,095	0,08	0,12	0,11	0,088	0,11	0,088	
Eigenbedarf des Kühlkreislaufts	MW <sub>e</sub>	5	8	4,5	9	4,5	9	-	4	8	4	8	
Ventilatorleistung	MW <sub>e</sub>	-	-	-	4	8,5	18,5	20	42	-	-		
Flußwassertemperatur	°C	11	11										
Flußwasseraufheizspanne	°C	9	10										
Flußwassermenge <sup>c)</sup>	m <sup>3</sup> /s	35,6	58										
Lufttemperatur T <sub>L</sub>	°C			10	10	10	10	10	10	10	10	10	
Feuchtlufttemperatur T <sub>F</sub>	°C			8	8	8	8	-	-	-	-		
Kühlwassertemperatur	°C			24	22	23	21	-	31	25	31	25	
Kühlzonenbreite				16	13,5	16	13,5	-	16	13	16	13	
Kühlgrenzabstand	°C			16	14	15	13	-	-	-	-		
Umlaufwassermenge	m <sup>3</sup> /s			22	44	22	44	-	21,2	46,8	21,2	46,8	
Zusatzwassermenge	m <sup>3</sup> /s			0,74	1	0,74	1	-	-	-	-		
spez. Anlagekosten <sup>d)</sup>		1,0	1,0	1,04	1,08	1,05	1,09	1,19	1,11	1,23	1,15	1,25	
Mehrkosten der Stromerzeugung gegenüber Flußwasserkühlung	Pf/kWh	-	-	0,13 <sup>e)</sup>	0,20 <sup>e)</sup>	0,15 <sup>e)</sup>	0,23 <sup>e)</sup>	0,35	0,27	0,52	0,28	0,56	

a) Im Dampferzeuger übertragene Leistung  
 b) Bei Auslegung, bezogen auf die therm. Leistung (bei f ohne Kesselverluste)  
 c) Ohne Nebenkühlwasser (ca. 3m<sup>3</sup>/s bei LWR, ca. 4m<sup>3</sup>/s bei fossil gefeuertem Kraftwerk (Speiseerpumpenturbine!))  
 d) Bezogen auf die Nettoleistung  
 e) Ohne Zusatzwasserkosten (5 - 15 Pf/m<sup>3</sup>)

N = LWR-Kraftwerk  
 F = Fossil gefeuertes Kraftwerk

Auslegungsdaten von Kühlsystemen

Tab. 16

kann diese Kühlart als nicht ausführbar angesehen werden [7]. Bei der indirekten Luftkühlung wurde für das LWR-Kraftwerk die Verwendung eines Oberflächenkondensators zugrunde gelegt, wie er zumindest für Siedewasserreaktoren aus sicherheitstechnischen Gründen erforderlich ist. Beim fossil gefeuerten Kraftwerk wurde von der Verwendung eines Mischkondensators ausgegangen. In den beiden letzten Spalten sind die spezifischen Anlagekosten (bezogen auf die Nettoleistung) und die Stromerzeugungskosten (für 6500 h/a und einen Wärmepreis von 9,00 DM/Gcal für den fossilen Brennstoff) von einem erdgas- oder schwerölgefeuerten Kraftwerk und einem LWR-Kraftwerk bei Verwendung verschiedener Kühlkonzepte einander gegenübergestellt. Dabei wurde für die zwangsbelüftete Variante der indirekten Trockenkühlung (System Heller) kein Kostenanteil für geräuschkämmende Maßnahmen eingerechnet. Der Naturzugvariante der indirekten Trockenkühlung wurden Schätzwerte westdeutscher Hersteller zugrunde gelegt (Rippenrohre aus Stahl, Betonbauweise der Kühltürme). Die Verwendung eines Mischkondensators (für Druckwasserreaktor) würde die Mehrkosten für die trockene Naturzugkühlung um ca.  $35 \text{ DM/kW}_{\text{netto}}$  reduzieren.

Die ökonomischen Vorteile der Flußwasserkühlung haben dazu geführt, daß bisher vornehmlich Kraftwerke mit diesem Kühlkonzept errichtet wurden, sofern nicht andere Gesichtspunkte, wie zu große Entfernung zum Verbraucherschwerpunkt oder zur Primärenergiebereitstellung (Braunkohle!) einen flußfernen Standort bedingten. Im Jahre 1969 waren etwa 55 % der installierten Leistung mit Flußwasserversorgung, ca. 35 % mit Rückkühlbetrieb und der Rest mit Mischbetrieb, also Frischwasser mit Kühlturm, geschaltet [13].

Die Warmwassereinleitung in die Gewässer durch rückströmendes Kühlwasser

- beeinträchtigt die vielfach schon durch Verunreinigungen belastete Selbstreinigungskraft der Gewässer (Folgen für den Sauerstoffhaushalt),
- verändert das biologische Gleichgewicht (Temperaturerhöhung und -vergleichmäßigung kann für Fische auch von Vorteil, dagegen Algenbildung insbesondere für die Trinkwasserversorgung von Nachteil sein) und die Reaktionsgeschwindigkeit der chemischen Prozesse,
- hat Auswirkungen auf die natürlichen Umweltfaktoren (Strömung, Ufer, Klima),
- vermindert die Eisbildung und hilft somit, die Schifffahrtswege freizuhalten [59].

Nach derzeitigem Kenntnisstand der Biologen und Wasserfachleute sind die obigen Einflüsse für eine Begrenzung der Aufwärmspanne in der Mischzone auf  $3^{\circ}\text{C}$  (in Ausnahmefällen auf  $5^{\circ}\text{C}$ ), der maximalen Mischtemperatur des Flusses auf  $28^{\circ}\text{C}$  (in Ausnahmefällen auf  $25^{\circ}\text{C}$ ) und der maximalen Kühlwasserrückgabetemperatur auf  $30 - 32^{\circ}\text{C}$  selbst bei der heutigen Verschmutzung unserer Flüsse ökologisch vertretbar [60]. Eine zusätzliche Einschränkung durch die Begrenzung der Aufwärmung des nutzbaren Grundwassers durch Infiltration von erwärmtem Kühl- oder Flußwasser auf  $15^{\circ}\text{C}$  wurde von einer Expertenkommission des Eidgenössischen Department des Innern vorgeschlagen [61]. Auf der Basis der obigen Grenzwerte für Kühl- und Flußwassertemperaturen wurde von verschiedenen Stellen unter Berücksichtigung der Abkühlung des Flusses durch Verdunstung, Konvektion und Strahlung das im Zubau nutzbare Wärmeabfuhrvermögen der deutschen Flüsse im Bereich von 32,5 GWe [62] bis 62 GWe [13] abgeschätzt, wobei für die maximale Kraftwerksbelegung des Rheines 16 GWe [63] [64] bis 43 GWe [13] angegeben wurden. Die Schwankungsbreite dieser Werte, die vornehmlich durch die maximale Aufwärmspanne begrenzt sind [13][64], verdeutlicht die große Ungenauigkeit, die heute noch bei der Berechnung des Wärmeabfuhrvermögens der deutschen Flüsse herrscht. Die obigen Abschätzungen sowie die Tatsache, daß das gesamte von der BRD abfließende Oberflächenwasser (30 Mrd  $\text{m}^3/\text{a}$  [65]) in 1980 um ca.  $1,5^{\circ}\text{C}$  und in 2000 um ca.  $8^{\circ}\text{C}$  allein durch die Abwärme der Kraftwerke aufgeheizt würde (wenn man deren Zubau zur Gänze auf Basis Flußwasserkühlung durchführen würde) verdeutlicht die Notwendigkeit des vermehrten Einsatzes von Rückkühlverfahren.

Infolge des großen Zusatzwasserbedarfs (Tab. 16) und bei Kernkraftwerken auch aus sicherheitstechnischen Gesichtspunkten (Flußwasser für den nuklearen Kühlkreislauf) werden auch bei naßer Rückkühlung große Kraftwerke weiterhin an Flüssen gebaut werden. Die Mehrkosten der naßen Rückkühlung (bezogen auf die elektrische Nettoleistung) von  $15 \text{ DM}/\text{kW}_n$  (Naturzug) bzw.  $18 \text{ DM}/\text{kW}_n$  (Ventilation) für fossil gefeuerte Kraftwerke und  $46 \text{ DM}/\text{kW}_n$  (Naturzug) bzw.  $52 \text{ DM}/\text{kW}_n$  (Ventilation) für LWR-Kraftwerke sind vornehmlich auf die Verringerung des Wirkungsgrades zurückzuführen. Mehrkosten für die Kühltürme sowie die Wasseraufbereitung stehen bei der naßen Rückkühlung Minderkosten für Pumpen, Rohrleitungen und Kanäle sowie den Niederdruckteil der Turbine und den Kondensator infolge des dann höheren optimalen Kondensatordrucks und des daraus resultierenden niedrigen Abdampfquerschnitts gegenüber. Für eine 1000

MWe-Sattdampfturbine ergeben sich allein Ersparnisse von 15 Mio DM beim Übergang von 0,04 auf 0,085 ata Abdampfdruck [58]. Bezogen auf Kraftwerke gleicher thermischer Leistung erfordert ein naßes Rückkühlsystem Mehraufwendungen von 0 - 1 % für ein fossil gefeuertes Kraftwerk und 3 - 4 % für ein LWR-Kraftwerk. Während in der BRD die naße Rückkühlung mit Naturzug gegenüber der mit Ventilation ökonomische Vorteile bietet, ist in den USA infolge der dort anderen Preisstruktur die Ventilation 3 - 4  $\text{§}/\text{kW}_n$  für ein fossil gefeuertes Kraftwerk und 5 - 6  $\text{§}/\text{kW}_n$  für ein LWR-Kraftwerk billiger [66] <sup>+)</sup> .

Eine Minderung der Gewässerbelastung ist bei naßer Rückkühlung begleitet von anderen Umweltbeeinflussungen, insbesondere von einer zusätzlichen Geräuschbelastung durch das breitbandige Wasserrauschen. Geräuschmessungen an 13 Kühltürmen haben für eine Entfernung von 500 m noch 40 dB (A) ergeben [67]. Dementsprechend müssen zur Beachtung der TA-Lärm Naßkühltürme mehr als 500 m von Wohngebieten entfernt gebaut werden und die Lärmeinwirkungen gegebenenfalls durch Erdwälle oder Bepflanzungen gemindert werden. Darüber hinaus bedingen die großen Abmessungen der Kühltürme eine schlechte Einfügung in das Landschaftsbild. Die große Wassereintragung in die Atmosphäre führt hingegen i. a. zu keiner Dampfschwaden- oder Nebelbildung in Bodennähe; in Entwicklung befindliche neue, flache Kühlturmbauformen versprechen hier weitere Verbesserungen [68]. Durch den Einbau spezieller Tropfenfänger (0,5 DM/kW) kann Wassertropfenauswurf und damit Niederschlag von Tropfen in der Umgebung weitgehend ausgeschaltet werden [69].

Vollständige Standortunabhängigkeit von seiten der Verlustwärmeabfuhr bietet nur die trockene Luftkühlung, die allerdings mit beträchtlichen Mehrinvestitionen gegenüber Flußwasser- und naßer Rückkühlung verbunden ist (Tab. 16). Die hier für große Leistungseinheiten und Kernkraftwerke ausschließlich infrage kommende indirekte Luftkühlung (System Heller) fand bisher in 8 Anlagen mit einer Leistung von mehr als 100 MWe großtechnische Anwendung [70]. Die größten in Betrieb befindlichen Einheiten sind die der Anlagen Gyöngyös (Ungarn) und Razdan (UDSSR) mit einer elektrischen Leistung von jeweils 220 MWe und einer Wärmeabfuhrleistung von 228 bzw.

---

<sup>+)</sup>  Ablaufkühlungen, die durch zwischengeschalteten Kühlturm in den Sommermonaten die Wärmebelastung des Flusses mindern, erfordern gegenüber einer reinen Flußwasserkühlung für ein 1300 MWe-LWR-Kraftwerk Mehraufwendungen von 18 - 20 Mio DM und bieten nur dann gegenüber einer reinen Rückkühlung Vorteile, wenn ihre Einsatznotwendigkeit auf kurze Zeiträume begrenzt ist.

241 Gcal/h [70]. Bezüglich der gewünschten Eigenschaften der als Kühlelemente verwendeten Rippenrohre liegen bei der deutschen Industrie nur langjährige Erfahrungen für Trockenkühlanlagen mit künstlicher Ventilation vor, wohingegen Naturzugtrockenkühltürme bisher nur in Ungarn entwickelt wurden. Während beim Dampfturbinenprozeß die durch Kondensation des Fluids freigesetzte Wärme bei konstanter Temperatur abgeführt wird, wird beim geschlossenen Gasturbinenprozeß die Wärme über einen Temperaturbereich von 90 - 100°C abgeführt. Die dadurch ungleich höheren Aufheizspannen des Kühlwassers und damit auch der Kühlluft sowie der größere Luftmassenstrom als Folge des verstärkten Auftriebs verbessern beim geschlossenen Gasturbinenprozeß die Wärmeabfuhrleistung des Kühlturms. Verbunden mit einer geringeren Empfindlichkeit des Wirkungsgrades gegenüber der unteren Prozeßtemperatur ermöglicht der Gasturbinenprozeß gegenüber dem Dampfturbinenprozeß eine wesentlich kostengünstigere Verwendung der indirekten Trockenkühlung. Dieses Potential versucht man durch die Entwicklung von Hochtemperaturreaktoren mit Heliumturbine auszuschöpfen.

Vornehmlich in den USA wird derzeit intensiv die Frage der Meerwasserkühlung als Alternative zur Flußwasserkühlung diskutiert. Wenngleich die korrosiven Eigenschaften des Meerwassers gummierte Ausführungen der Stahlteile des gesamten Kühlkreislaufs sowie Kühlwasserleitungen aus Beton erfordern [13], bietet nach amerikanischen Abschätzungen die Meerwasserkühlung keinen Kostennachteil gegenüber der Flußwasserkühlung [66]. Westinghouse und General Electric untersuchen derzeit ein Anlagenkonzept, bei dem das Kraftwerk in einer Werft auf einem schwimmfähigen Ponton gebaut wird und nach Fertigstellung zu einem mehrere Kilometer vom Ufer entfernten Standort geschleppt und dort verankert wird. Allerdings scheinen insbesondere die biologischen Auswirkungen der Meerwassererwärmung noch nicht ausreichend untersucht.

Die Kosten von Kühlteichen als weitere Alternative offener Kühlkreisläufe variieren stark in Abhängigkeit von Lage und Bodenbeschaffenheit. Wo Grundstückspreise niedrig sind und der Boden eine ausreichende Wasserundurchlässigkeit hat, so daß der Teichboden nicht asphaltiert werden muß, liegen die Kosten bei einem Flächenbedarf von 1 - 2 Morgen/kW zwischen 3 und 5 \$/kW [66][71]; bei ungünstigeren Verhältnissen steigen die Investitionskosten für den Kühlteich auf bis zu 10 \$/kW [71]. In den USA benutzen knapp 8 % der installierten Leistung Kühlteiche zur Verlustwärmeabfuhr [66].



Zur Nutzbarmachung der Abwärme von Kraftwerken ist eine Vielzahl von Vorschlägen gemacht worden, die bisher nur selten zur Realisierung geführt haben [72]. In den USA verwertet beispielsweise die Florida Power and Light Co. in Miami das warme Wasser zur Garnelenzucht, während die Pacific Power & Light Co. das warme Wasser zur Abkürzung der Reifezeit verschiedener Früchte benutzt [73]. Die Nutzung kerntechnischer Anlagen zur Fernwärmeversorgung verspricht keine signifikanten Kostenvorteile gegenüber fossil gefeuerten Anlagen [74].

VI.1.2 Radiologische Belastung

Eine radiologische Gewässerbelastung geht nur von Kernkraftwerken aus. Je nach Standortgegebenheiten variieren in der BRD die Genehmigungswerte für die Abgabe von Spalt- und Korrosionsprodukten (Co 60, Sr 90, Cs 137 etc.) im Abwasser. Auf der Basis der Faustregel, daß die Radionuklidkonzentration (ohne Tritium) im Fluß 10 - 30 p Ci/l nicht überschreiten soll, ergeben sich Genehmigungswerte von 5 - 20 Ci/a. Abwasser, dessen Radioaktivität i. a.  $5 \cdot 10^{-4} \mu$  Ci/ml übersteigt, muß vor Abgabe an die Umgebung aufbereitet werden. Tritium wird gesondert betrachtet: als Richtwert gelten hier 3000 p Ci/l im Fluß. Auch bei Akkumulation der Einleitung vieler Stellen in ein Flußsystem soll die Strahlenbelastung der Bevölkerung durch kontaminiertes Trinkwasser oder Nahrungsmittel je 10 mrem/a nicht überschreiten [75].

Wenngleich die Betriebsergebnisse der deutschen LWR-Kraftwerke zeigen, daß die Aktivitätsabgabe an die Flüsse (Tab. 17) in 1970 nur ein Bruchteil der genehmigten Werte betrug, werden von der Industrie Verfahren entwickelt und auf dem Markt angeboten, die durch eine verbesserte Abwasser- und Abgasaufbereitung die Aktivitätsfreisetzung auf ein Minimum reduzieren.

		Spalt- und Korrosionsprodukte <sup>++)</sup>		Tritium	
		genehmigt	in 1970 erreicht	genehmigt	in 1970 erreicht
VAK + HDR	Ci/a	0,6	0,07	480	0,24
KRB	Ci/a	14,4	1,52	432	24
KWL	Ci/a	5,4	0,6	+) )	8,4
KWO	Ci/a	18	3,24	+) )	360

+) nicht festgelegt in den Genehmigungsbedingungen  
 ++) ohne Tritium

Radioaktive Abgabe von Kernkraftwerken mit dem Abwasser

Tab. 17

Westinghouse will z.B. für 1 - 3  $\text{g}/\text{kW}$  [76] ein Environmental Assurance System (EAS) anbieten, durch das die vornehmlich bei Druckwasserreaktoren (infolge der  $B^{10}(n,2\alpha)$  und  $B^{10}(n,\alpha) Li^7(n, n\alpha)$  Reaktionen des zur Reaktivitätskompensation im Primärkreislauf gelösten Bors) gegenüber Siedewasserreaktoren höhere Tritiumabgabe mit dem Abwasser (Tab. 18) praktisch vollständig vermieden wird (Tab. 19). Darüber hinaus

Tritium Quellen	Gesamtproduktion	Auslegungswert	Erwartungswert
Ternäre Spaltungen	13 100	3 930	130
Andere Quellen	2 702	1 288	702
Borcarbid in Regelstäben Vergiftungsbor im Primärkreislauf Li-7 Reaktion Li-6 Reaktion Deuterium Reaktion			
Gesamt	15 802	5 218	832

Tritium-Quellen eines 1100 MWe-Westinghouse-Druckwasserreaktors  
(Curie pro Brennstoffzyklus)

Tab. 18

bestehen Bestrebungen, bei Druckwasserreaktoren die anfängliche Überschußreaktivität teilweise durch Regelstäbe zu kompensieren, wodurch sich ein geringerer Borsäuregehalt und damit eine geringe Tritium-Produktion im Primärkreislauf ergibt (siehe Kapitel IV.3.1.1).

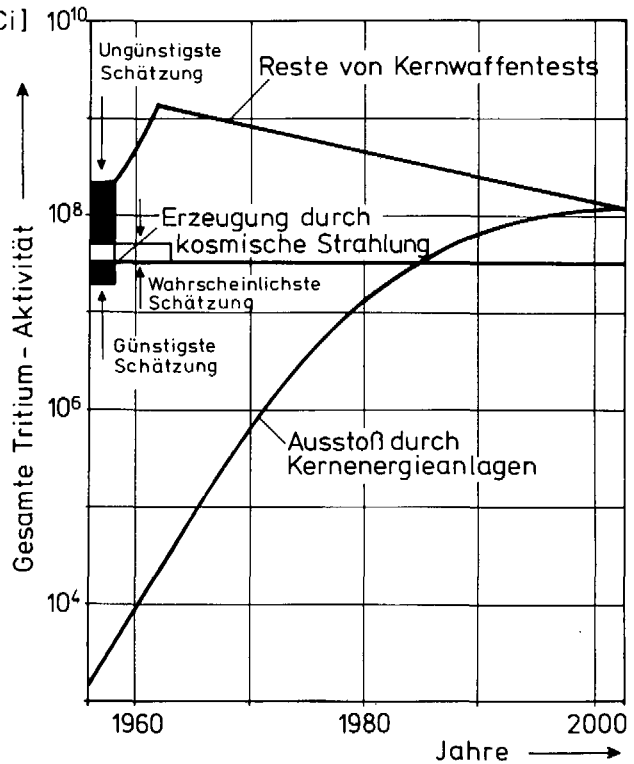
	Erwartungswerte für Anlage ohne EAS	Auslegungswerte für Anlage mit EAS
<u>Radioaktive Abwässer</u>		
Tritium		
Wassermenge	360 m <sup>3</sup>	0
Aktivität	800 Ci	0
Bruchteil des USAEC-Genehmigungswertes	1/7000	
Spalt- und Korrosionsprodukte (ohne Tritium)		
Wassermenge	838 m <sup>3</sup>	682 m <sup>3</sup>
Aktivität	3,5 Ci pro Brennstoffzyklus	0,020 Ci pro Brennstoffzyklus
Bruchteil des USAEC-Genehmigungswertes bei Durchlaufkühlung	1/40	1/7000
<u>Radioaktive Abgase</u>		
Volumen	877 m <sup>3</sup>	nicht nachweisbar
Aktivität	7570 Ci	80 Ci (Eine Containmentlüftung pro Jahr)
<u>Abtransport fester Abfälle</u>	100-175 Behälter ø 209 l	125-200 Behälter ø 209 l
<u>Abtransport gasförmiger Abfälle</u>	-	34 m <sup>3</sup>

Aktivitätsfreisetzung aus einem  
1000 MWe-Westinghouse Druckwasserreaktor  
(während 12 Vollastmonaten)

Tab. 19

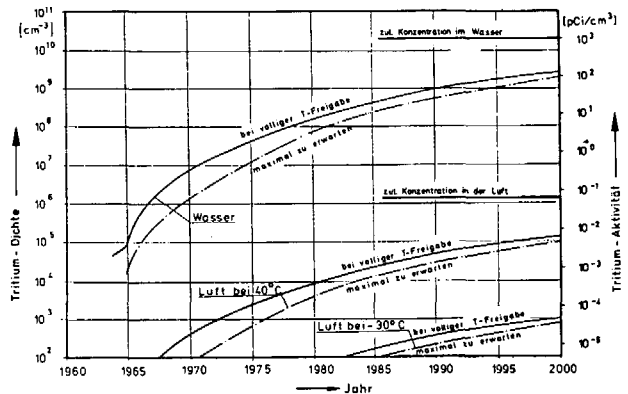
Neben den Kernreaktoren tragen die Wiederaufarbeitungsanlagen zu einer weiteren radiologischen Gewässerbelastung bei. Während aus edelstahlumhüllten Brennstäben bis zu 80 % des im Brennstoff infolge ternärer Spaltungen erzeugten Tritiums herausdiffundiert [77], wird es von den Zircaloy-Hüllen der Leichtwasserreaktoren bis auf etwa 1 % (Tab. 18) zurückgehalten. Bei zunehmender Verwendung dieses Hüllmaterials verlagert sich der Freisetzungspunkt des Tritiums zu den Aufarbeitungsanlagen, deren großtechnische Ausführungen heute alle nach dem wässrigen Purex-Verfahren arbeiten. Dabei wird heute aus Kostengründen das im Kernbrennstoff enthaltene Tritium verdünnt an die Umgebung und hier, soweit es die Standortgegebenheiten erlauben, vornehmlich an die Hydrosphäre (bei der Wiederaufarbeitungsanlage in Karlsruhe zu 80 % [78]) abgegeben. Lediglich 3 % des Resttritiums kommen zur geschlossenen Endlagerung [79]. Eine Rückhaltung des Tritiums bei der Wiederaufarbeitung ist technisch möglich, erfordert aber zusammen mit entsprechenden Maßnahmen für die Krypton 85-Rückhaltung Mehrkosten in Höhe von etwa 1 \$/kg U [80]. Aber selbst unter den pessimistischen Annahmen, daß auch zukünftig die Wiederauf-

arbeitungsanlagen wie heute arbeiten und nur Druckwasserreaktoren heutiger Technologie zugebaut werden, erreicht die globale Tritium-Belastung der Welt aus Kernenergieanlagen etwa 1985 die natürliche Tritium-Erzeugung durch kosmische Strahlung und etwa 2000 die Restbelastung durch Kernwaffenversuche in den 50er und 60er Jahren (Abb. 15 [81]). Während diese globale Betrachtung für die Welt auch für die weitere Zukunft die Tritium-Belastung als ungefährlich ausweist (im Jahr 2000 : 0,002 mrem [81]), zeigt die regionale Betrachtung für den Bereich der BRD (Abb. 16 [79]), daß unter Beibehaltung heutiger Technologien die Tritium-Konzentration im Jahre 2000 in Luft und Wasser etwa 1/10-tel der zulässigen Werte erreicht. Lokal gesehen würde eine 1500 t/d-Wiederaufarbeitungsanlage heutiger Technologie etwa  $4 \cdot 10^4$  Ci/a an die Hydrosphäre abgeben. Bei einer zulässigen Tritiumaktivität von  $3 \mu\text{Ci}/\text{m}^3$  [75] würde allein durch eine solche Anlage der Rhein bis zur zulässigen Grenze belastet.



Tritium-Konzentration in der Welt (auf Basis heutiger Technologien)

Abb. 15



Tritiumkonzentration sowie Aktivität des Wassers und der Luft durch Kernkraftwerke der BRD bei gleichmäßiger Verteilung auf die BRD

Abb. 16

## VI.2 Belastung der Atmosphäre

### VI.2.1 Radiologische Belastung

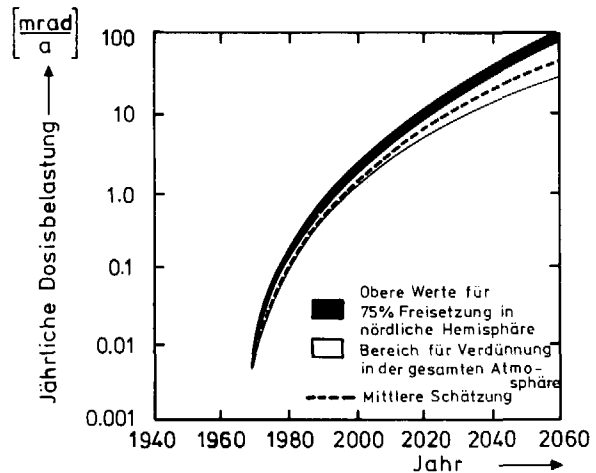
Die atmosphärische Belastung durch die in der Abluft von Kernkraftwerken enthaltenen radioaktiven Edelgas-Spaltprodukte (Xenon, Krypton), festen Spaltprodukte (Strontium, Caesium, Barium), Jod, Tritium und Aerosolen (Cobalt) soll nach dem heutigen Stand der Meinungsbildung unter den Strahlenschutzfachleuten unter Berücksichtigung der meteorologischen Verdünnung eine Ganzkörperdosis von 30 mrem/a außerhalb des Kraftwerkszaunes nicht überschreiten [75]. Die in der BRD gehandhabte Genehmigungspraxis, daß zusätzlich zu dieser Richtlinie jeweils der neueste Stand der Technik in der Emissionsminderung von Radionukliden anzuwenden ist, spiegelt sich in den Betriebserfahrungen der deutschen Leichtwasserreaktoren wider, deren Aktivitätsfreisetzung über die Kaminabluft in 1970 wesentlich, und zwar um den Faktor  $> 13$  unter den Genehmigungswerten lag (Abb. 13). Die etwas höheren Freisetzungsraten aus Siedewasserreaktoren haben ihre Ursache darin, daß beim Direktkreislauf im Turbinenkondensator eine praktisch quantitative Absaugung der flüchtigen Spaltprodukte erfolgt. Die Wasserdissoziation und die Einbruchsluft in den Kondensator führen zu großen Abluftmengen (ca.  $4,5 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{MWe} \cdot \text{a}$  [82]), die bei den bisherigen Siedewasserreaktoren amerikanischer Auslegung mit einer Verzögerung von etwa 30 min (für Xenon) über den Schornstein abgegeben wurden. Infolge dieser kurzen Verzögerung ergibt sich eine relativ hohe radiologische Belastung der Atmosphäre (Dresden I in 1969:  $4 \cdot 10^3 \text{ Ci}/\text{MWe} \cdot \text{a}$  [83]), die wesentlich über der deutscher Siedewasserreaktoren (KRB in 1970 :  $35 \text{ Ci}/\text{MWe} \cdot \text{a}$ ) liegt, die das Abgas in einer Aktivkohle-Absorptionsanlage verzögern (Xenon : 40 d [82]). Ein solches System wird nunmehr auch in Amerika als "mini-release-system" von General Electric angeboten. Zusätzlich könnte durch einen neuen Freon Absorptionsprozeß von Union Carbide, der etwa 170 000 \$ für einen 1000 MWe-Siedewasserreaktor kostet, das Krypton 85 abgetrennt werden [76]. Druckwasserreaktoren haben kleine, mit weniger Aufwand zu handhabende Abluftmengen (Tab. 19), die eine Aktivitätsreduktion durch eine längere Verzögerung erleichtern (San Onofre in 1969 :  $0,6 \text{ Ci}/\text{MWe} \cdot \text{a}$  [83]). Die sich aus den geringen Abluftaktivitäten und ihrer guten Verdünnung durch hohe Kamine (KWL : 150 m) ergebende Strahlenbelastung ist mit typischen Werten von  $\leq 0,4 \text{ mrem/a}$  [75] für den nächsten Nachbarn eines 250 MWe-Siedewasserreaktor-Kraftwerks weit unterhalb der natürlichen

Strahlenbelastung von ca. 120 mrem/a [75] in der BRD, eine mittlerweile allgemein anerkannte, aber noch nicht ausreichend beachtete Tatsache. Der Übergang zu größeren Leistungseinheiten und die Ballung von Kernreaktoren in Kraftwerksparks sowie entlang von Flußläufen wird entsprechend den zitierten Betriebsergebnissen auch zukünftig zu keiner schädigenden Umgebungsbelastung durch die im Normalbetrieb über den Kamin abgegebene radioaktive Abluft führen.

In die Betrachtung über die radioaktive Belastung der Atmosphäre durch Kernkraftwerke müssen die Wiederaufarbeitungsanlagen einbezogen werden, die vornehmlich die langlebigen Spaltprodukte Krypton 85 und Tritium freisetzen. Die Karlsruher Wiederaufarbeitungsanlage emittiert bei voller Auslastung (ca. 40 jato  $UO_2$ ) rund  $3 \cdot 10^5$  Ci Krypton 85 pro Jahr, was bei einer angenommenen mittleren Verdünnung in der Atmosphäre zu einer Dosis von

5 mrem/a führt, wogegen die atmosphärische Tritiumbelastung mit etwa 240 Ci/a entsprechend 0,01 mrem/a vernachlässigbar ist [78]. Kommerzielle Wiederaufarbeitungsanlagen mit einer Kapazität von 1000 - 1500 jato  $UO_2$ , wie sie in Europa in etwa 10 Jahren benötigt werden, würden unter Verwendung der heutigen Technologie zu einer unzulässigen Dosisbelastung von ca. 150 mrem führen, was durch den Einbau von Rückhalteeinrichtungen für Krypton 85 vermieden werden muß.

Abb. 17 [81] zeigt auf der Basis der heutigen Technologie von Wiederaufarbeitungsanlagen die globale Dosisbelastung in der Welt durch die Freisetzung von Krypton 85, die im Jahre 2000 mit 2 millirad/a noch unterhalb der zulässigen Grenzen liegen würde.



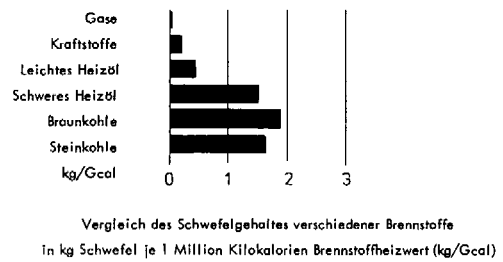
Geschätzte jährliche Dosisbelastung durch Krypton-85 (auf Basis heutiger Technologien)

Abb. 17

### VI.2.2 Chemische Belastung

Während die radiologische Belastung der Atmosphäre allein durch die Elektrizitätserzeugung bedingt ist, verursacht die mit der Unterfeuerung fossiler Brennstoffe in konventionellen Kraftwerken verbundene Schadstofffreisetzung nur etwa 14 % [65] der

Gesamtbelastung, die zum überwiegenden Teil (60 % [65]) durch die Autoabgase verursacht ist. Fossil gefeuerte Kraftwerke emittieren an Schadstoffen vornehmlich Flugasche und Schwefel (als Oxid), der in den verschiedenen Brennstoffen enthalten ist (Tab. 20 [84][85][86][87]) und sofern

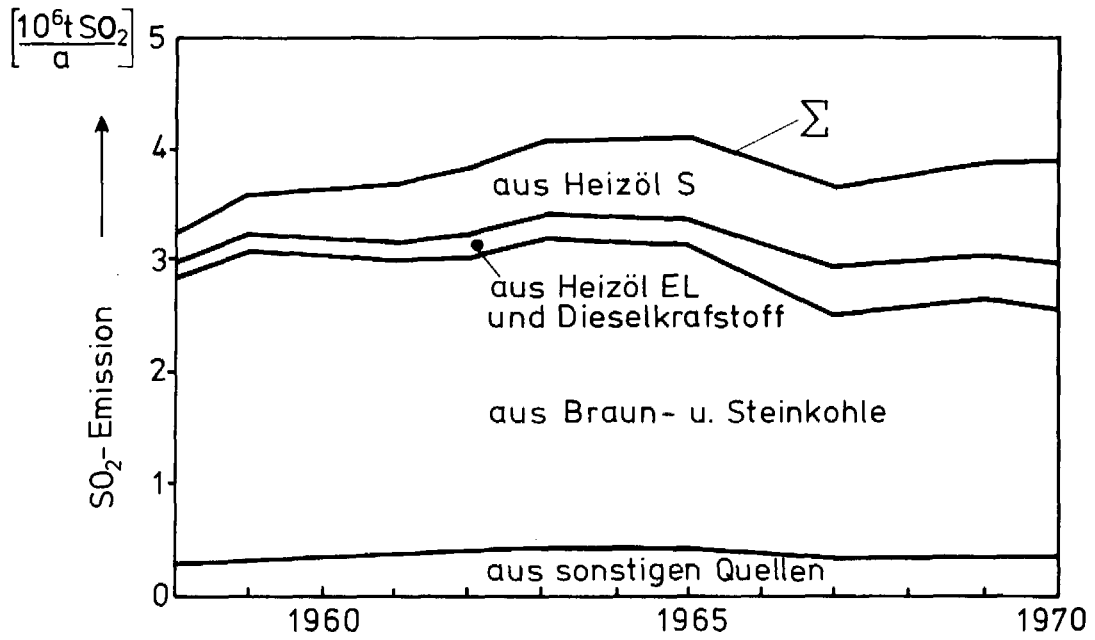


Tab. 20

er nicht - wie bei den festen Brennstoffen - teilweise in der Asche gebunden wird, über einen Kamin emittiert wird. Konzentrationen von wenigen Milligramm Schwefeloxid im Kubikmeter Luft sind bei ausreichender Einwirkungszeit bereits für empfindliche Pflanzen schädlich. Die Schädlichkeitsgrenzen für den Menschen liegen mit Sicherheit höher, sind aber noch nicht ausreichend untersucht [84].

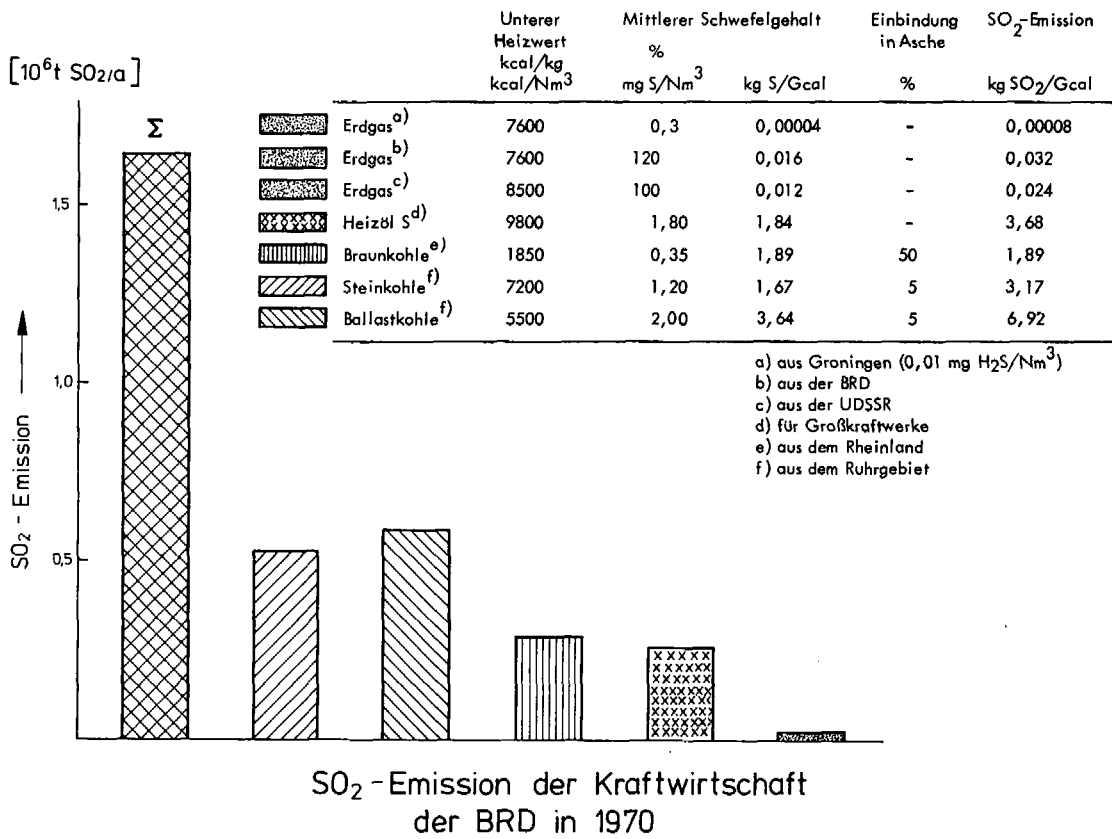
Abb. 18 [88][89] zeigt die zeitliche Entwicklung der kumulativen  $\text{SO}_2$ -Emission in der BRD, aufgeteilt nach verursachenden Energieträgern. 1970 war die Kraftwirtschaft mit 1,63 Mio t (Abb. 19) zu etwa 42 % an der gesamten  $\text{SO}_2$  Emission beteiligt. Die Umstrukturierung der Brennstoffe wird in den 70er Jahren zu einem stärkeren Beitrag der schwerölgefeuerten Kraftwerke führen. In Verbindung mit dem Rückgang der Steinkohleunterfeuerung und einem vermehrten Einsatz der Kernenergie wird sich daraus nur eine geringfügige Anhebung der globalen  $\text{SO}_2$ -Emission durch die Stromerzeugung ergeben. Würden schwerölgefeuerte Kraftwerke den prognostizierten Leistungsanteil der Kernenergie übernehmen, würde der jährliche  $\text{SO}_2$ -Ausstoß allerdings bis 1980 statt auf 2 Mio t  $\text{SO}_2$  auf 3 Mio t  $\text{SO}_2$  ansteigen. Nicht die Globalbelastung, sondern die mit der Erweiterung eines Kraftwerkes an einem Standort verbundene lokale Emission wird zukünftig Maßnahmen zur Minderung des  $\text{SO}_2$ -Ausstoßes erfordern, wozu sich bei Steinkohlekraftwerken vornehmlich die Rauchgasentschwefelung <sup>+) und bei schweröl- und erdgasgefeuerten Kraftwerken zusätzlich die Brennstoffentschwefelung anbieten. Bis zum großtechnischen Einsatz dieser in Entwicklung befindlicher Verfahren beschränkt man sich mit hohen Schornsteinen, die kostengünstig (ca. 5 DM/kW<sub>netto</sub>) eine stärkere Verdünnung und damit Immissionsminderung bewirken.</sup>

<sup>+) Feste Brennstoffe lassen sich nur partiell (Steinkohle : 40 - 50 %) entschwefeln</sup>



Kumulative SO<sub>2</sub>-Emissionen in der B.R.D.

Abb. 18



SO<sub>2</sub>-Emission der Kraftwirtschaft  
der BRD in 1970

Abb. 19

Die Anzahl der vorgeschlagenen und in verschiedenen Stadien der Entwicklung befindlichen Verfahren zur Abscheidung von  $\text{SO}_2$  aus Abgasen dürfte weltweit 50 übersteigen. In der BRD sind Additiv-Verfahren mit trockener und nasser Abscheidung, Sorptionsverfahren und eine naßkatalytische Oxidation in Erprobung. Wenngleich die Kosten der Rauchgasentschwefelung von einer Vielzahl von Eingangsgrößen abhängen und dementsprechend zwischen 0,15 und 0,53 Pf/kWh [90] liegen können, seien kurz Anhaltswerte für in der BRD entwickelte Verfahren angegeben. 80 %ige Rauchgasentschwefelung nach dem Bischoff-Verfahren eines mit Ballastkohle gefeuerten  $2 \times 740 \text{ MWe}_{\text{netto}}$ -Kraftwerks erfordert Mehrinvestitionen in Höhe von ca. 40 DM/kWe<sub>netto</sub> und einen zusätzlichen Personaleinsatz von etwa 18 Mann/Block. Die sich daraus ergebenden leistungsabhängigen Kosten in Höhe von 8,70 DM/kW · a führen in Verbindung mit Betriebskosten von 0,25 Pf/kWh bei 4000 h/a zu einer gesamten Mehrbelastung von etwa 0,47 Pf/kWh.

Demgegenüber werden in der Literatur [91] für das Additiv-Verfahren (mit Wäsche) und das Aktivkoksverfahren (ohne Erlös für Schwefel) nur Mehrkosten von 0,21 Pf/kWh angegeben. Für die Rauchgasentschwefelung eines 640 MWe schwerölgefeuerten Kraftwerks nach dem AGS-Verfahren geben die Grillo Werke AG Investitionskosten in Höhe von 12 Mio DM [92] an, woraus sich unter Berücksichtigung von Arbeitskosten für elektrische Energie, Heizöl EL, Wasser und Masseverlust eine gesamte Mehrbelastung von nur 0,15 Pf/kWh (Tab. 21) ergibt.

Kraftwerksnettleistung	MWe	640
Brennstoff		Heizöl S
Rauchgasmenge	$10^6 \text{ Nm}^3/\text{h}$	1,9
Schwefelgehalt	$\text{g SO}_2/\text{Nm}^3$	3,5
Entschwefelungsgrad	%	90
Schwefelabscheidung	$\text{g SO}_2/\text{Nm}^3$	3,15
Anlagekosten	DM/kWh	19
Kapitaldienst	DM/kW · a	2,75
Personalbedarf	Mann	5
Personalkosten	DM/kW · a	0,23
Reparaturkosten	DM/kW · a	0,76
Festkosten	DM/kW · a	3,74
Arbeitskosten	Pf/kWh	0,062
Gesamtkosten bei 4000 h/a	Pf/kWh	0,156
Entschwefelungskosten	DM/t S	300

Rauchgasentschwefelung nach dem  
Grillo-AGS-Verfahren

Tab. 21

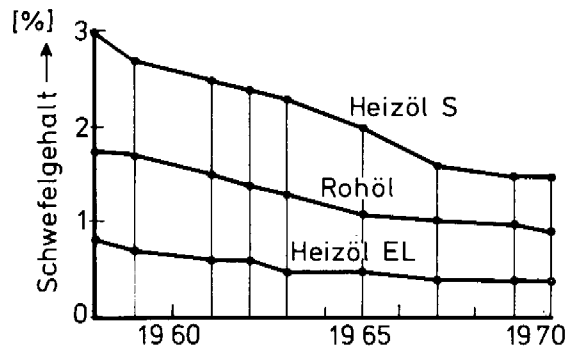
Die Rauchgasentschwefelungsverfahren überführen das  $\text{SO}_x$  in Ammoniumsulfat, Schwefel oder hochprozentige Schwefelsäure und damit in verwendbare Produkte, die nicht selbst wieder ein Umweltproblem darstellen. Bei hohen Produktionsmengen müßte für diese Chemikalien zukünftig ein zusätzlicher Absatzmarkt erschlossen werden.

Ähnlich wie in den USA kann auch in der BRD festgestellt werden, daß der Übergang vom Versuchsbetrieb zum großtechnischen Einsatz eine Vielzahl technischer Schwierigkeiten beinhaltet [93] und die Kostenangaben für die verschiedenen Verfahren der Rauchgasentschwefelung mit wachsender Erprobung steigen [94].



In Fällen, wo nur geringe ( $\leq 40\%$ ) Entschwefelungsgrade erforderlich sind, ist die Pyritentfernung aus der Kohle technisch möglich und zur Rauchgasentschwefelung durchaus konkurrenzfähig. Für das Schüttelherd-Verfahren des Steinkohlebergbauvereins werden für 36 %ige Entschwefelung eines Mittelguts mit 2,5 % S und 5000 kcal/kg Kosten von 1,80 DM/t angegeben [91], was einer Stromkostenbelastung von 0,09 Pf/kWh entspricht.

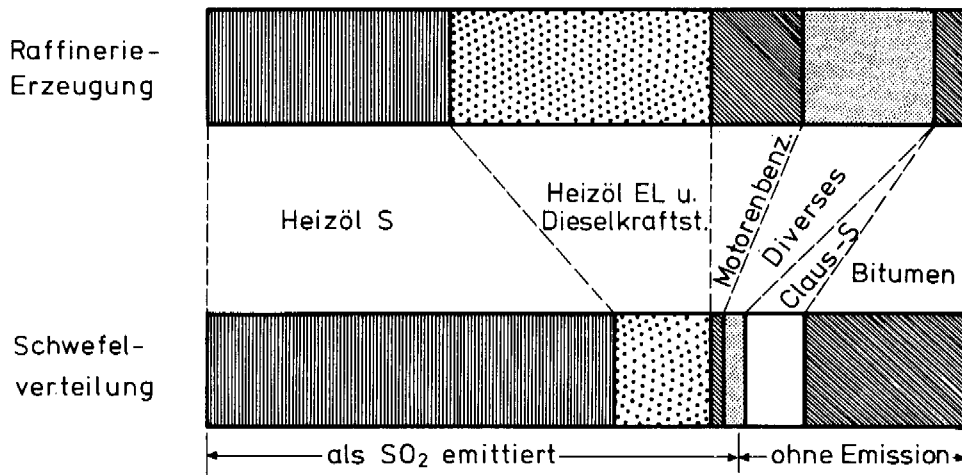
Zusätzlich zur Rauchgasentschwefelung bietet sich bei ölgefeuerten Kraftwerken die Möglichkeit, durch die Substitution schwefelreicher durch schwefelarme Rohöle sowie durch die Heizölentschwefelung die  $\text{SO}_2$ -Emission zu mindern. Durch die zunehmende Verwendung schwefelärmer afrikanischer Rohöle sank in der BRD der Schwefelgehalt des Heizöl EL und Heizöl S (Abb. 20 [85]) und damit auch die spezifische, d.h. auf die erzeugte kWh bezogene,  $\text{SO}_2$ -Emission.



Senkung des Schwefelgehaltes im Heizöl durch zunehmende Verarbeitung schwefelärmer Rohöle in der BRD

Abb. 20

Während nur 10 % der Weltrohölförderung auf schwefelarme Provenienzen entfallen, verarbeiteten die Raffinerien der BRD in 1970 zu 53 % schwefelarme afrikanische Rohöle. Bei steigender Nachfrage nach schwefelarmen Rohölen ist es unwahrscheinlich, daß der hohe Anteil afrikanischer oder vergleichbarer Qualitäten an der Verarbeitung in der BRD gehalten werden kann. Im Lichte dieser Entwicklung kommt neben der Rauchgas- der Heizölentschwefelung eine wachsende Bedeutung zu. Die Entschwefelung von Mitteldestillaten (Heizöl EL, Dieselkraftstoff) im Hydrofiner mittels wasserstoffreichen Gasen und anschließende Trennung des Schwefelwasserstoffes in einer Claus-Anlage sind Stand der Technik. Von den 25 % des Rohölschwefels, die in den Destillaten enthalten sind (Abb. 21 [85]), wurden 1970 in der BRD durch Destillatentschwefelung 30 % als Elementarschwefel in Claus-Anlagen gewonnen. Zur Entschwefelung atmosphärischer Destillationsrückstände (Heizöl S) gibt es zwei Möglichkeiten. Bei der indirekten Rückstandsentschwefelung erfolgt zunächst eine Vakuum-Destillation, dann wird das Vakuum-Destillat (40 - 60 % des atmosphärischen Destillationsrückstandes) entschwefelt und anschließend mit dem Rückstand der Destillation wieder zu Heizöl S



Verteilung des Schwefels auf die Mineralölprodukte in der BRD (1970)

Abb. 21

aufgemischt. Durch eine zusätzliche Entasphaltierung des Vakuum-Rückstandes und anschließende Entschwefelung kann ein Entschwefelungsgrad von 50 % erreicht werden. Anlagen zur indirekten Rückstandsentschwefelung sind als Vakuumdestillat-Entschwefelungen mit Kapazitäten von jeweils 1 - 5 Mio t/a in Mittelamerika, USA und Japan in Betrieb. Ihr Einsatz ist nur dann zweckmäßig, wenn für den hochschwefelhaltigen Rückstand eine Verwendungsmöglichkeit besteht. Ist diese Voraussetzung nicht gegeben, muß die direkte Rückstandsentschwefelung vorgesehen werden, bei der die gesamten Rückstände der atmosphärischen Destillation eingesetzt werden. Katalysatorstandzeit und -regeneration sind Probleme, die einen großtechnischen Durchbruch der direkten Rückstandsentschwefelung bisher nicht möglich gemacht haben. Lediglich 4 Anlagen, 3 nach dem RCD-Isomax-Verfahren und 1 nach dem H-Oil-Verfahren sind bisher mit - soweit bekannt - mäßigem Erfolg in Betrieb gegangen.

Kostenschätzungen für die direkte Rückstandsentschwefelung (Tab. 22 [85][88]) lassen vermuten, daß dieses Verfahren bei hohen Benutzungsstunden ( $\geq 4000$  h/a)

		Mitteldestillat-Entschwefelung	Direkte Rückstands-Entschwefelung a)
Anlagenkapazität	10 <sup>3</sup> t/a	2000	2000
Basisinvestition	DM/t/a	20	30-40
Extraktionsspezifische Investition b)	DM/kg S-a	1,50	1,50
Entschwefelung	% S	0,5-1,0	3
Gesamtinvestition	DM/t/a	25-30	75-85
Verarbeitungskosten c)	DM/t	7-10	20-25
Entschwefelungskosten	DM/t S	700-2000	700-9000
Mehrkosten der Stromerzeugung	PF/kWh		0,43-0,53

a)  $\leq 5$  % Umwandlung des atmosphärischen Destillatrückstandes in leicht destillierbare und entschwefelbare Gase und Destillate

b) für Wasserstoffherzeugung, Separation, Gaswäsche und Schwefelgewinnungsanlage

c) größere Unsicherheit durch Katalysatorkosten

Kostenstruktur der Heizölentschwefelung

Tab. 22

die Stromerzeugungskosten schwerölgefeuerter Kraftwerke mehr als eine entsprechende Rauchgasentschwefelung belastet. Die indirekte Rückstandsentschwefelung erfordert

infolge der vorzuschaltenden Vakuum-Destillation nur geringfügig niedrigere Investitionskosten. Im Gegensatz zum US-amerikanischen Markt, wo es bereits heute für schwerflüssige Heizöle Preisstaffelungen nicht nur nach dem Schwefelgehalt, sondern auch nach dem Stockpunkt gibt, würde die großtechnische Einführung der Rückstandsentschwefelung in der BRD erst eine an der Umweltverträglichkeit orientierte Preisstruktur der schweren Heizöle generieren.

Erdgas gilt infolge seines i. a. geringen Schwefelgehalts (Abb. 19) als umweltfreundlicher Brennstoff. Lediglich die "sauren", d. h.  $H_2S$ -haltigen Gase, die allerdings mehr als 50 % der 395 Mrd  $Nm^3$  betragenden deutschen Erdgasvorkommen ausmachen, bedingen Vorkehrungen zur Minderung der  $SO_2$ -Emission, indem der bis zu mehr als 20 % (entsprechend ca.  $3 \cdot 10^5 \text{ mg S}/Nm^3$ ) betragende  $H_2S$ -Gehalt auf etwa  $3,5 \text{ mg S}/Nm^3$  reduziert wird [95]. Die Erdgas-Industrie plant derzeit in der BRD den Bau von Entschwefelungsanlagen mit einer Gesamtproduktion von 625 000 t S/a, was wesentlich mehr als der jetzigen Elementarschwefelproduktion von ca. 450 000 t/a entspricht [96].

Brennstoff		Maßnahmen zur Verbesserung des Verbrennungsvorgangs						
		ohne Emissionsbegrenzung	verringertem Luftüberschuß	zweistufige Verbrennung	verringertem Luftüberschuß plus zweist. Verbrennung	Abgasrückführung	verringertem Luftüberschuß plus Abgasrückführung	Wassereinspritzung
<b>Gas</b>								
$NO_x$ -Auswurf	$10^3 \text{ t/h}$	53,0	35,5	26,5	5,3	35,5	10,6	47,7
Verringerung des $NO_x$ -Auswurfs	%	0	33	50	90	33	80	10
Kosten der Emissionsbegrenzung	$10^3 \text{ \$/a}$	0	- 95	0	- 95	202	107	144
<b>Öl</b>								
$NO_x$ -Auswurf	$10^3 \text{ t/h}$	30,0	20,1	8,0	8,1	20,1	9,0	27,0
Verringerung des $NO_x$ -Auswurfs	%	0	33	40	73	33	70	10
Kosten der Emissionsbegrenzung	$10^3 \text{ \$/a}$	0	- 297	0	- 297	202	- 95	179
<b>Kohle</b>								
$NO_x$ -Auswurf	$10^3 \text{ t/h}$	30,0	22,5	19,5	12,0	20,1	13,5	27,0
Verringerung des $NO_x$ -Auswurfs	%	0	25	35	60	33	55	10
Kosten der Emissionsbegrenzung	$10^3 \text{ \$/a}$	0	- 79	299	220	202	123	143

Negative Kosten bedeuten Gutschrift infolge Brennstoffersparnis und Minderung der Korrosion  
 Leistungsgröße : 1000 MWe  
 Vollastbenutzungsstunden : 6120 h/a

Maßnahmen zur Begrenzung der  $NO_x$ -Emission

Tab. 23

Das Auftreten von photochemischem (Los Angeles-) Smog in den Metropolen der USA hat die bisher wenig beachteten Stickoxide in den Brennpunkt des Interesses gerückt. Über die genauen Wirkungsmechanismen der hauptsächlich bei der Verbrennung in fossil gefeuerten Kraftwerken anfallenden Stickoxide (1970 : ca.  $2,8 \cdot 10^5 \text{ t} NO_x$  [86]) ist noch wenig bekannt. Man hofft aber, die  $NO_x$ -Bildung durch eine entsprechende Feuerführung (Tab. 23 [97]) beherrschen zu können. Die Fluoremission (HF) kann

infolge fehlender Meßmethoden noch nicht ausreichend quantifiziert werden, dürfte aber weniger als 1/100-stel der SO<sub>2</sub>-Emission betragen [95]. Die hohe Schädlichkeit des HF macht es aber notwendig, dieser Emission zukünftig mehr Aufmerksamkeit entgegenzubringen. Sollte sich zeigen, daß man NO<sub>x</sub> und HF mit dem SO<sub>2</sub> weitgehend auswaschen kann, so würde dies ein zusätzliches Argument zugunsten der Rauchgasentschwefelung sein.

### VI.2.3 Flugasche-Belastung

Die mit der Stromerzeugung verbundene Flugasche-Emission, die überwiegend durch Stein- und Braunkohle-Kraftwerke verursacht wird, ist in den letzten 20 Jahren infolge des zunehmenden Einsatzes von Staubabscheidern und der Diversifikation der Brennstoffe um etwa 50 % reduziert worden, obwohl die Dampfleistung im gleichen Zeitraum etwa auf das Fünffache angestiegen ist [13]. Dieser Trend wird auch zukünftig anhalten und eine Halbierung des Feststoffauswurfs (1970 : 1,4 · 10<sup>5</sup> t) bis 1980 verursachen [86].

Tab. 24 [98] zeigt den mittleren Aschegehalt von Kohlen und ihre spezifische Staubbelastung.

	Mittlerer Ballastgehalt <sup>c)</sup>	Mittlerer Aschegehalt	Unterer Heizwert	Spezifische Staubbelastung <sup>d)</sup>	
	%	%	kcal/kg	g/kWh	g/Nm <sup>3</sup> Rauchgas
Steinkohle <sup>a)</sup>	11	6	7200	20	7
Ballastkohle <sup>a)</sup>	35	25	5500	110	40
Braunkohle <sup>b)</sup>	65	5	1850	112	25

a) aus dem Ruhrgebiet  
b) aus dem Rheinland

c) Ballast = Asche + Wasser  
d) bei Staubfeuerung

Spezifische Staubbelastung von Kesselfeuerungen

Gerade für die vornehmlich in der Nähe der Koh-

Tab. 24

lelagerstätten, d.h. i.a. in oder am Rande von Ballungszentren, in Kesselanlagen unterfeuerte Ballastkohle ergibt sich demnach die Notwendigkeit, die Asche möglichst weitgehend einzubinden oder abzuscheiden. Aus diesen Forderungen begründet sich die Einführung der Schmelzfeuerung und die Entwicklung hochwirksamer Rauchgasentstauungstechniken. Ähnlich wie bei der Ballastkohle liegen auch bei der Braunkohle die Verhältnisse der Staubbelastung.

Der in den Kohlemühlen der mit Staubfeuerung ausgerüsteten großen Kraftwerke anfallende Kohlestaub besitzt eine Korngrößenkennlinie (im Bereich von ca. 2-200 µm [98]), die sich bei Verbrennung je nach Aschegehalt zu kleineren Korngrößen (Verkleinerungsfaktor: 0,3 - 0,7) verschiebt. Im Feuerraum erfolgt je nach Konstruktion eine mehr oder minder starke Abscheidung der Asche, und zwar für Granulierfeuerung

zu etwa 15 %, bei Schmelzfeuerung zu 45 - 85<sup>+) %</sup> [98]. Der im Rauchgas verbleibende Aschestaub und der durch die Vergasung bzw. Sublimation und anschließende Abkühlung anderer Stoffe entstehende Feinststaub muß in Abscheidern weitgehendst zurückgehalten werden.

Als Verfahren zur Staubabscheidung bieten sich Naßabscheider, Zyklone, Elektrofilter etc. an [99]. In der BRD haben sich die elektrostatischen Filter eindeutig durchgesetzt, die zwar vergleichsweise hohe Investitionskosten haben (ca. 20 DM/kWe<sub>netto</sub>) und zum nachträglichen Einbau infolge der großen Abmessungen schlecht geeignet sind, aber durch den geringen Zugverlust eine niedrigere Gebläseleistung erfordern und damit in der Gesamtkonomie überlegen sind. Um den Feststoffauswurf unter dem zulässigen Grenzwert von 150 mg/Nm<sup>3</sup> Rauchgas zu halten, sind in Neubauten von Kohlekraftwerken Elektrofilter mit Abscheidungsgraden von bis zu 99,9 % [100] zu installieren. Durch den Einsatz von Elektrofiltern mit solch hoher Flugascherückhaltung gilt das Problem der Grobstaubemission als gelöst. Demgegenüber wächst der Anteil der in Elektrofiltern nicht zurückgehaltenen Feinststäube<sup>++)</sup> ständig und kann trotz guter Verteilung in Ballungszentren hohe Konzentrationen erreichen. Die Gefahr der Feinststäube besteht neben der direkten Schädigung der Lunge vor allem in der Schwächung der Abwehrreaktionen der Lunge gegenüber krebserzeugenden Substanzen.

Die großen Mengen Flugstaub, die in den Abscheidern anfallen, stellen ein Verwertungs- und Lagerungsproblem dar. Eine Aufschüttung auf Halden verbietet sich, da der Wind den angetrockneten Staub aufnehmen würde. Der Transport der Flugasche ist nur mit Sonderfahrzeugen oder angefeuchtet möglich und die Baustoffindustrie ist i.a. nicht ausreichend aufnahmefähig für die Verarbeitung solch großer Mengen bei der Zementbinder- bzw. Schamotte- und Ziegelsteinherstellung. Das Verwertungs- und insbesondere Lagerungsproblem entspannt sich, wenn die Flugasche granuliert vorliegt. Dies hat in besonders starkem Maß in der BRD zu einer vermehrten Ausrüstung von Steinkohlekraftwerken mit Schmelzfeuerungen geführt, bei denen die im Elektrofilter

---

<sup>+)</sup>  Zyklonfeuerung  
<sup>++)</sup>  mit Partikelgrößen im Submikron-Bereich

abgeschiedene Flugasche (Heizwert: ca. 2000 kcal/kg [101]) in den Feuerungsraum zurückgeleitet werden kann, wo 60 - 70 % [98] der Asche in glutflüssiger Form eingebunden und anschließend in einem Wasserbad granuliert werden. Das Granulat ist nur schwerlich im Straßenbau verwendbar, seine Aufhaldung ist kein Umweltproblem, wohl aber ein Kostenfaktor. Bei Verwendung einer Staubfeuerung mit trockenem Schlackeabzug besteht die Möglichkeit, z.B. eine Misch- und Homogenisierungsanlage nachzuschalten, in der die im Elektrofilter abgeschiedene Flugasche zu einem verbrauchsfähigen Produkt aufgearbeitet wird [102]. Von der abgeschiedenen Flugasche aus Steinkohlen-Kraftwerken können in der BRD knapp 50 % [103][104] kommerziell, d.h. mit Verkaufserlösen von 4 - 8 DM/t Flugasche genutzt werden. Die Braunkohle-Kraftwerke haben Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug. Im Feuerungsraum werden nur 10 - 15 % der Asche eingebunden, der Rest wird in den Elektrofiltern abgeschieden, in Flugaschebunkern gelagert und teilweise wieder in die Grube zurückgeführt. Eine kommerzielle Nutzung der Flugasche aus Braunkohle-Kraftwerken ist wegen der stark schwankenden Konsistenz (<1 % [104]) nicht möglich. Der Kostenaufwand für Abtransport und Lagerung ist mit bis zu mehr als 2  $\text{DM/t}$  Flugasche [103] beträchtlich, geht aber als Anteil des Kohlepreises in die Stromerzeugungskosten nicht signifikant ein.

Heizöl S hat in der BRD einen Aschegehalt von 0,02 - 0,05 Gew.-%, was einem Feststoffgehalt  $\leq 50 \text{ mg/Nm}^3$  im trockenen Abgas entspricht. Bei geeigneter Verbrennungseinstellung und Abgasführung lassen sich die Ruß- und Koksbildung bzw. Rußflockenemission soweit begrenzen, daß bei schwerölgefeuerten Kraftwerken in der BRD keine zusätzlichen Maßnahmen zur Minderung des Feststoffauswurfs notwendig sind [105].

Verschiedene Rauchgasentschwefelungsverfahren (z.B. das Bischoff-Verfahren) beinhalten gleichzeitig eine Staubabscheidung, so daß hierbei auf die zusätzliche Installation eines Elektrofilters verzichtet werden kann.

Die obigen Ausführungen über die Luftbelastung verschiedener Kraftwerkskonzepte bestätigen andererseits gewonnene Ergebnisse [106], daß Kernkraftwerke bezüglich der Lufthygiene umweltfreundlicher als fossil gefeuerte Kraftwerke sind. Dieser Tatbestand rekrutiert sich nicht aus den prinzipiell unterschiedlichen Methoden der Wärmezeugung, sondern aus dem technologischen Aufwand zur Minderung der Umweltbelastung: während bei der Auslegung von Kernkraftwerken von Anfang an umfangreiche Maßnahmen zur Minderung der sekundlichen Aktivitätsfreisetzung auf weniger als ein Milliardstel der im Kern befindlichen Aktivität ( $6 \cdot 10^9 \text{ Ci}$  im Gleichgewichts-

zustand für ein 1000 MWe-LWR-Kraftwerk [107]) Berücksichtigung fanden, wurden für konventionelle Kraftwerke erst durch den weltweiten Bewußtseinswandel bezüglich der sozialpolitischen Wichtung des Umweltschutzes die Entwicklung von Verfahren zur Minderung der Freisetzung chemischer Schadstoffe forciert.

Hinsichtlich der Gefährlichkeit der Luftverunreinigungen und ihrer zulässigen Grenzwerte bestehen noch erhebliche Lücken in unseren Kenntnissen. Insbesondere die Erforschung von "Synergetischen Effekten" <sup>+)</sup>  und exakter Maßstäbe für die Lästigkeit von Luftverunreinigungen steckt noch in den Anfängen.

### VI.3 Lärmbelastung

Die Genehmigung zur Errichtung neuer Kraftwerke wird in der BRD nur erteilt, wenn die dem jeweiligen Stand der Lärmbekämpfungstechnik entsprechenden Schutzmaßnahmen vorgesehen sind und bestimmte Immissionsrichtwerte im gesamten Einwirkungsbereich der Anlage außerhalb der Werksgrundstücksgrenzen eingehalten werden. Für Gebiete, in denen vorwiegend Wohnungen untergebracht sind, gelten als Immissionswerte 55 dB (A) tagsüber und 40 dB (A) nachts.

Zusätzlich zu den bei Kernkraftwerken vornehmlich im Bereich der Turbogruppe auftretenden Lärm-Emission (etwa 100 dB (A) im Maschinenhaus [67]) wird bei konventionellen Kraftwerken ein Teil der Gebläseleistung (akustischer Wirkungsgrad = ca.  $10^{-6}$  [95]) als Schall abgestrahlt. Ein konventioneller 500 MW-Block hat eine Schalleistung von etwa 10 W [95], die in einer Entfernung von 1000 m eine für reine Wohngegenden unzulässige, nächtliche Lärmimmission von 45 dB (A) verursachen würde. Die Kosten für Schallschutzmaßnahmen (Ausmauerung des Maschinenhauses, Gebläseschalldämpfer etc.) für konventionelle Kraftwerke hängen von der Befeuerungsart ab (erdgasgefeuerte Anlagen erfordern zusätzliche Schalldämmung für die Reduzierstation, kohlegefeuerte Anlagen für Kohlemühlen und, soweit vorhanden, Waggonentladestation) und unterteilen sich in solche zum Schutze des Betriebspersonals und solche zur Minderung der Lärmimmission außerhalb des Kraftwerks. Von den Gesamtaufwendungen zur Schalldämmung in Höhe von 1 - 5 % [95] der Anlagekosten entfallen 2 DM/kWe [108] und mehr auf Maßnahmen zum Schallschutz der Umgebung.

---

<sup>+)</sup>  Schädigende Wirkung bei gleichzeitigem Vorkommen mehrerer luftfremder Stoffe

Bei Verwendung naßer Rückkühlverfahren ergibt sich eine zusätzliche Lärmemission durch das Wasserrauschen und gegebenenfalls den Ventilator, die bei Umlaufwassermengen von  $1 - 5 \cdot 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$  zu einem Schalldruckpegel von etwa 40 - 45 dB (A) in 500 m Entfernung führt [67]. Sofern notwendig werden Schutzwälle um die Kühltürme errichtet. Maßnahmen zur direkten Minderung der Schallabstrahlung in Form von Aufprallabschwächern haben erst vereinzelt Anwendung gefunden.

#### VI.4 Ästhetik

Im Rahmen der zunehmenden Bedeutung des Umweltschutzes wird auch die äußere Gestaltung von Kraftwerksbauten und ihre Anpassung an das Umgebungsbild eine stärkere Wichtung erfahren. Die auch aus sicherheitstechnischen Überlegungen heraus vielerorts propagierte unterirdische Bauweise von Kernkraftwerken würde zweifelsohne die geringste "ästhetische Belastung" verursachen, andererseits aber beträchtliche Mehrkosten (ca. 20 Mio \$ für 1000 MW-LWR-Kraftwerk [109]) bedingen und bei zunehmend notwendiger Rückkühlung Kühltürme mit unübersehbaren Abmessungen (Basisdurchmesser: 102 m, Höhe 126 m für nasse Naturzugrückkühlung einer 2 x 400 MW Kombi-Anlage) oberirdisch zurücklassen. Auch die Standortauswahl für Laufwasser- und Pumpspeicherkraftwerke wird zukünftig mehr unter dem Gesichtspunkt der ästhetischen Anpassung an die Umgebung erfolgen [103].



VII. Der fossile Brennstoffmarkt

Versorgungssicherheit und wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit sind die entscheidenden Kriterien, nach denen Brennstoffe beurteilt werden müssen. Die Versorgungssicherheit ist durch den Umfang der Vorräte, die Förder- und Transportkapazität sowie die wirtschaftliche Stabilität des Förderlandes bestimmt. Der hohe Einfuhrüberschuß an Energieträgern gibt dem letzteren Gesichtspunkt in der BRD eine besondere Wichtigung (Abb. 22).

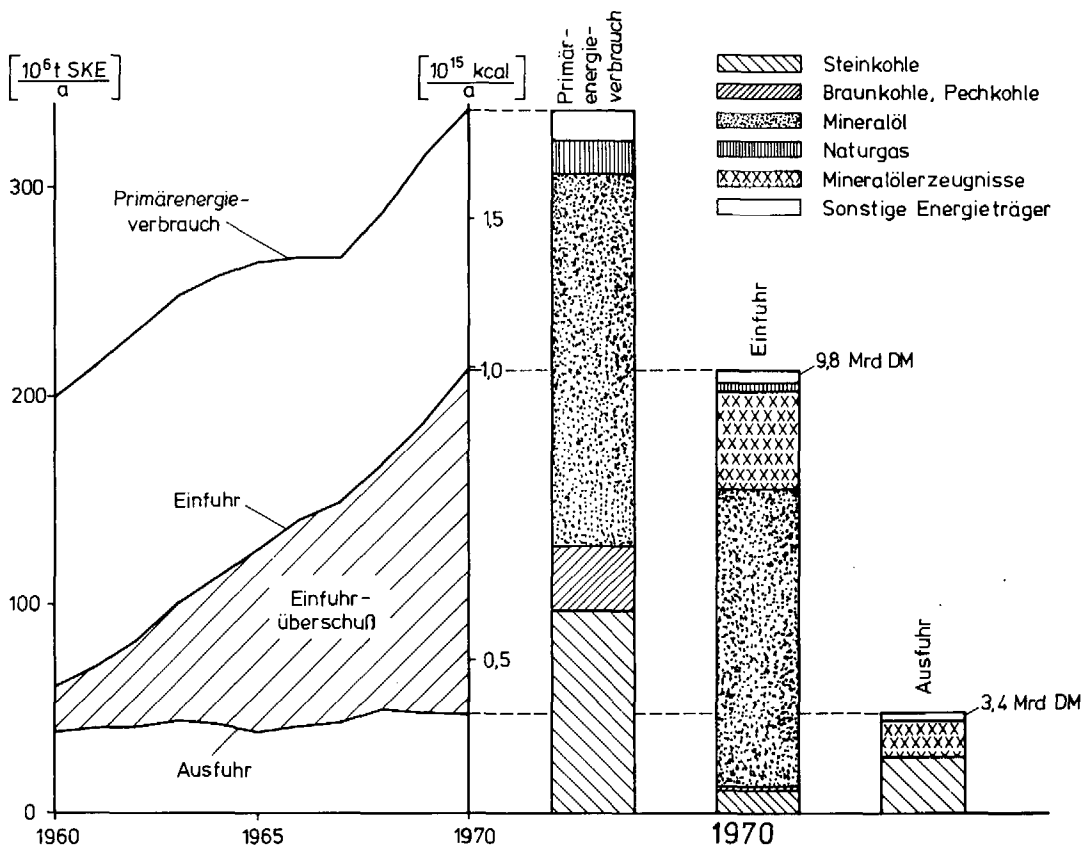


Abb. 22

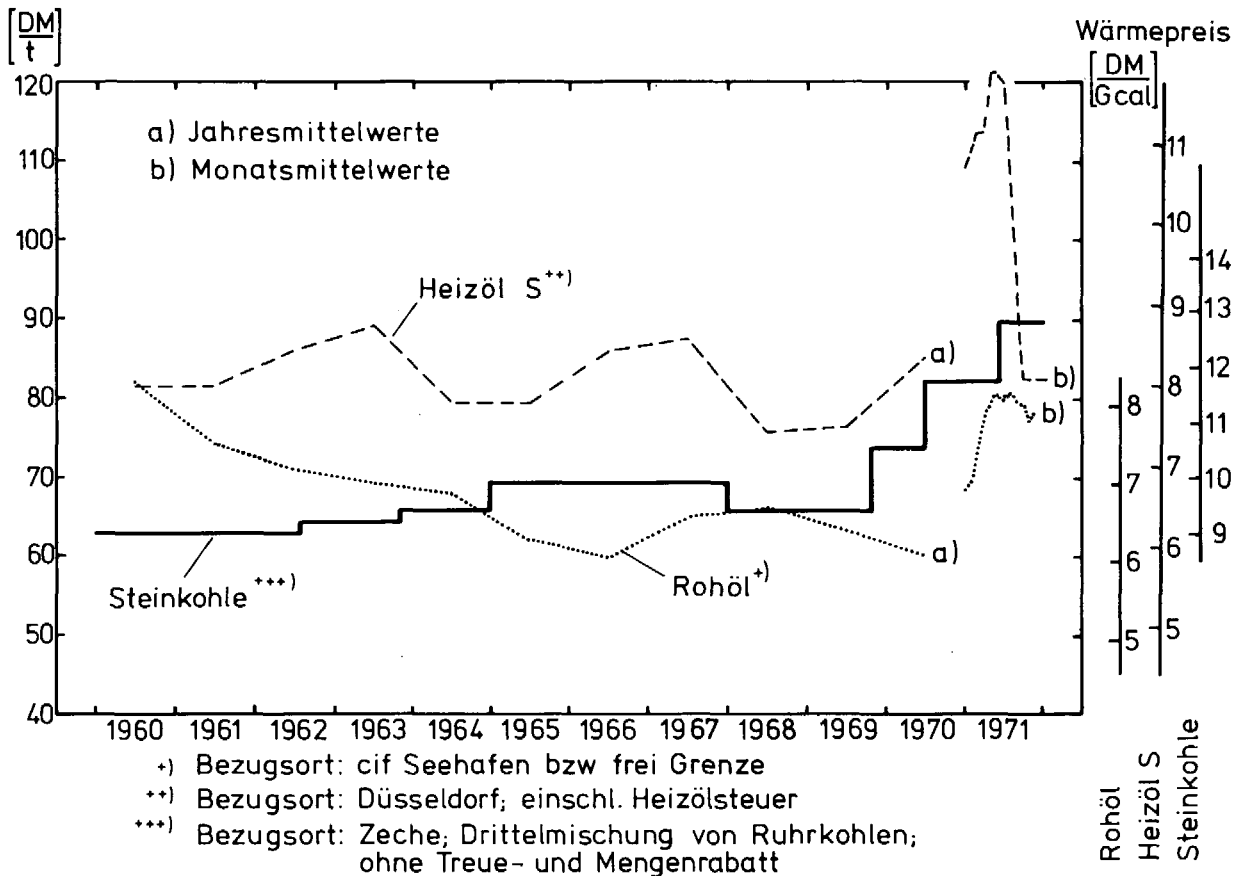
Die wirtschaftliche Konkurrenzfähigkeit eines Brennstoffs orientiert sich an dem Preisniveau seiner Mitbewerber auf dem inländischen und auch ausländischen Energiemarkt und ist neben den echten Bereitstellungskosten (Förder-, Transportkosten etc.) durch energiepolitische Gegebenheiten sowie nicht zuletzt durch marktgestaltende Unternehmensstrukturen bestimmt.

## VII.1 Steinkohle

Die wahrscheinlichen Steinkohlevorräte der BRD bis 1200 m Tiefe betragen mindestens 230 Mrd t, wovon 40 Mrd t derzeit abbauwürdig sind [110]. Von den sicheren Vorräten bis zu 1200 m Tiefe in Höhe von 70 Mrd t [111] [112] sind 11 Mrd t [111] abbauwürdig in den Schachtbaufeldern. Die inländische Förderung von 111,4 Mio t SKE war in 1970 mit 28,9 % an der Deckung des Primärenergiebedarfs in Höhe von 337,1 Mio t SKE beteiligt. Verstromt wurden 32,8 Mio t SKE zu 39,4 % der gesamten Stromerzeugung. Etwa 15 % der in öffentlichen Kraftwerken unterfeuertem Kohle war Importkohle, vornehmlich aus USA und Großbritannien. Bei einer Zuwachsrate von 4 %/a könnte der gesamte Primärenergiebedarf der BRD bis etwa 2020 aus den derzeit sicheren Steinkohlevorkommen gedeckt werden. Würde man sich darauf beschränken, den Anteil des Steinkohleverbrauchs am gesamten Primärenergiebedarf auf den Wert von 1970 (28,9 %) zu stabilisieren, würden die sicheren Vorräte bis Mitte des nächsten Jahrhunderts (ca. 2060) ausreichen.

Wenngleich die sicheren und abbauwürdigen Steinkohlevorkommen eine ausreichende Versorgungssicherheit repräsentieren, haben Preisentwicklung (Abb. 23) sowie von der Konsistenz her gegebene technologische Nachteile gegenüber Heizöl und Erdgas zu einem absoluten Verbrauchsrückgang zugunsten importierter Energieträger geführt. Bei einem je nach Aschegehalt zwischen 9,97 DM/Gcal und 13,17 DM/Gcal liegenden Wärmepreis (ab Zeche) ist die Steinkohle nicht nur in der Kraftwirtschaft nicht mehr konkurrenzfähig. Zur wechselseitigen Anpassung von Steinkohleförderung und Absatzaussichten hat die Bundesregierung eine Reihe flankierender Maßnahmen ergriffen, die teils auf eine Absatzstabilisierung (Verstromungsgesetze, Kohleimportbeschränkung, Heizölsteuer, Koks-kohlebeihilfe) und teils auf eine Rationalisierung und Konzentration der Förderung auf die leistungsfähigsten Zechen (Stilllegungsprämie, Sozialhilfen für freiwerdende Bergarbeiter) zielen. Hierbei stellen die Maßnahmen zur Absatzstabilisierung vornehmlich ein retardierendes Moment zur Erleichterung der strukturellen Anpassung des Steinkohlebergbaus an die stark sinkenden Absatzaussichten dar. Versorgungspolitische Gesichtspunkte spielen nur eine sekundäre Rolle, da die Importkohle vornehmlich aus politisch stabilen Ländern eingeführt wird. Überdies wird zumindest in der Kraftwirtschaft (im Gegensatz zur Stahlindustrie) zukünftig der Steinkohleanteil am gesamten Energieträgeraufkommen so gering sein, daß

seiner Versorgungssicherheit keine große Bedeutung zukommt (der für das Jahr 1980 angestrebte Absatz von 21 Mio t SKE Steinkohle in der Elektrizitätswirtschaft wird nur zu etwa 15 % zum gesamten Stromaufkommen beitragen). Langfristig gesehen liegt die Bedeutung der Erhaltung eines "Kritischen Kerns" bei der Steinkohlenförderung in der wirtschaftlichen Vergasung dieses Energieträgers mittels nuklearer Wärme aus Hochtemperaturreaktoren. Die Vergasungsprodukte (Wasserstoff bzw. Methan) können sowohl als Rohstoff in der Chemie wie auch als Ergänzungs- und Substitutionsbrennstoff für das nur begrenzt verfügbare Erdgas dienen [113] [114].



### Brennstoffpreisentwicklung

Abb. 23

Die Verstromungsgesetze [115] bieten der Elektrizitätswirtschaft die Möglichkeit, durch staatliche Subventionen die Stromerzeugungskosten aus Steinkohlekraftwerken auf die von Öl-Kraftwerken zu reduzieren. Die dazu notwendigen Beihilfen sollten nach den ursprünglichen Vorstellungen des Gesetzgebers einen Gesamtbetrag von etwa 3,15 Mrd DM (Tab. 25) nicht übersteigen. Neuere Schätzungen zeigen, daß infolge des im Vergleich zum Schweröl stärkeren Anstiegs des Steinkohlepreises allein das Subventionsvolumen des 2. Verstromungsgesetzes mindestens 2,3 Mrd DM

betragen wird. Da die Befristung der Steinkohleverstromungsgesetze auf den 30. Juni 1979 bzw. 1981 für den Zeitraum nach Mitte 1971 keinen Zubau neuer Steinkohlekraftwerke und für Ende der 70er Jahre eine unerwünscht rasche Abnahme der Steinkohleverstromung erwarten ließ, erarbeitete die Bundesregierung den Entwurf einer "Anschlußlösung", die auf der Basis von Richtlinien die Subventionierung einer neuen Kraftwerksleistung von 6000 MWe (Tab. 26 [116]) vorsieht. Um somit die voraussichtliche Steinkohleverstromung in den 80er Jahren um ca. 6 Mio t SKE/a anzuheben, ist eine staatliche Beihilfe von etwa 2,25 Mrd DM, entsprechend 37,50 DM/t SKE notwendig, wodurch die Gesamtaufwendungen zur Subventionierung des Steinkohleabsatzes in der Kraftwirtschaft auf ca. 6 Mrd DM<sup>+) anwachsen würden, ein Betrag, der auf der Basis heutiger Preise den gesamten Beschaffungskosten für das bis 1990 in der BRD benötigte Natururan entspricht.</sup>

<sup>+) Zum Vergleich: die öffentliche Hand förderte im Zeitraum von 1956 - 1971 die die Forschung, Entwicklung und Nutzung der Kernenergie mit 10,2 Mrd DM [124].</sup>

	1. Verstromungsgesetz (Gesetz zur Förderung der Verwendung von Steinkohle in Kraftwerken)	2. Verstromungsgesetz (Gesetz zur Sicherung des Steinkohleeinsatzes in der Elektrizitätswirtschaft)
Datum des Inkrafttretens des Gesetzes	12. 8.1965	5. 9.1966
Art der Subvention	Steuerersparnis in Form einer gewinnmindernden Rücklage bis zu 45 % der Herstellungskosten des Kraftwerks	Betriebskostenzuschuß zur Minderung der Stromerzeugungskosten auf die eines Heizölkraftwerks <sup>+) 1972 : ≈ 20 DM/t SKE</sup>
Voraussetzung	ausschließliche Verwendung von Steinkohle aus der EWG	ausschließliche Verwendung von Steinkohle aus der EWG
Gültig für Kraftwerke, die zwischen und in Betrieb genommen wurden	1. 7.1964 30. 6.1971	1. 7.1966 30. 6.1971
Gültigkeit der Subvention bis nach Inbetriebnahme	8 a	10 a
Vom Gesetzgeber vorgesehene Gesamtsubvention	ca. 1,5 Mrd DM	1,65 Mrd DM

<sup>+) Bei Steinkohlekraftwerken, die vor dem 1.7.66 in Betrieb genommen wurden, kann der Mehrverbrauch gegenüber dem Referenzjahr 1965 auf 10 Jahre subventioniert werden</sup>

Verstromungsgesetze

Tab. 25

Voraussetzungen

1. Inbetriebnahme zwischen 1.1.1972 und 31.12.1978
2. Kraftwerkleistung: in der Regel mindestens 300 MWe
3. Ausschließlicher Einsatz von Gemeinschaftskohle in den ersten 10 Betriebsjahren
4. Auslastung: - mindestens 30 000 Vollastbetriebsstunden der Nettoleistung in den ersten 10 Jahren  
- mindestens 2 200 Vollastbetriebsstunden der Nettoleistung kalenderjährlich
5. 90 % der erzeugten Dampfmengen müssen der Turbine zugeführt werden.

Zuschüsse

1. Investitionsbeihilfe : 70 DM/kW<sub>inst.</sub>
2. Zuschuß zu Wärmepreisdifferenz frei Kraftwerk:
  - a) Erstattung der Wärmepreisdifferenz für Steinkohle ab Zeche und Heizöl frei Kraftwerk bis zur Höhe von 10 DM/t SKE<sup>+) 1</sup>
  - b) Transportkostenzuschuß: 3 - 10 DM/t SKE
  - c) Zuschuß zu Betriebskosten : 10 DM/t SKE

Geltungsdauer

10 Betriebsjahre, d.h. bis spätestens 31.12.1988

Gesamter Subventionsbedarf

ca. 2,25 Mrd DM entsprechend 37,50 DM/t SKE

<sup>+) Bei Verwendung von Ballastkohle mit mehr als 25 % nichtbrennbaren Bestandteilen ist auf die Listenpreise 7,50 DM/t SKE plus 0,50 DM/t SKE für jedes weitere Prozent Ballast aufzuschlagen</sup>

Richtlinien über die Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in neuen Kraftwerken

Tab. 26

Das Anfang 1971 in Kraft getretene neue Kohleimportgesetz beinhaltet weiterhin eine Einfuhrkontingentierung, die nur bei inländischen Versorgungsschwierigkeiten gelockert werden kann. Tab. 27

Exportland	Durchschnittlicher unterer Heizwert kcal/kg	Import 1000 t		Grenzübergangswert DM/t			
		1970	Nov. 71	1970	Nov. 71	1970	Nov. 71
USA	6900	3849	54,1	60,20	60,10	87,20	87,10
Großbritannien	6200	1609	146,6	34,70	34,80	56,00	56,10
Polen	6500	1339	70,6	71,50	71,90	110,00	110,50
Australien	6400	171	51,2	62,60	54,30	97,80	84,90
UdSSR	6300	36	14,4	44,40	40,60	70,50	64,50

Import - Kohle T 73

Tab. 27

gibt einen Überblick über die Grenzübergangswerte der eingeführten Steinkohlen, deren Preisgestaltung ihre Verwendung in nichtsubventionierten Kraftwerken mit küstennahem Standort durchaus attraktiv erscheinen läßt. Die Kraftwirtschaft erwartet mit großem Interesse den EWG-Beitritt Großbritanniens; welche Preispolitik der National Coalboard dann betreiben wird, ist jedoch noch nicht abzusehen.

Der Steinkohlenbergbau hat seine Produktivität seit 1957, dem Beginn des Strukturwandels in der Energiewirtschaft, um 141 % auf 3,8 t/MS steigern können und liegt damit über dem Durchschnitt der gesamten deutschen Wirtschaft. Durch Stilllegung unrentabler Zechen und Einsatz moderner Fördertechniken soll die Untertageschichtleistung innerhalb von 10 Jahren auf 8 t/MS verdoppelt werden und somit die heutige Kapital-/Lohnkostenrelation von 40 : 60 in 30 : 70 übergeleitet werden [117]. Diese Modernisierungs- und Rationalisierungsmaßnahmen im Steinkohlebergbau werden bestenfalls die erwarteten Lohnsteigerungen kompensieren (bei 10 %/a-Lohnkostensteigerung sogar die Förderkosten um ca. 18 % erhöhen), andererseits aber einen bedeutenden Investitionsaufwand (ca. 1 Mrd DM in den nächsten 5 Jahren [117]) benötigen, der zu einem mäßigen Anstieg der Steinkohlepreise in den 70er Jahren führen wird, wenn unter Berücksichtigung weiterer staatlicher Finanzierungshilfen, aber bei Verzicht auf zusätzliche Wettbewerbshilfen die Ruhrkohle AG gezwungen sein wird, eine kostengerechte und marktkonforme Preispolitik zu betreiben.

Die Umweltbeeinflussung durch den Steinkohlebergbau erstreckt sich vornehmlich auf Bergschäden (deren Beseitigung den Kohlepreis mit 0,50 - 1,00 DM/t belastet [95]) und mitgeförderte Berge, die mehr als 50 % der Rohkohle ausmachen und deren Rückführung in die Schachtanlagen zu aufwendig wäre; sie werden entweder als Baumaterial verwendet oder auf zentralen Berghalden konzentriert. An der Belastung der Hydrosphäre mit anorganischen Salzen in Höhe von 8,1 Mio t/a ist der Steinkohlebergbau mit rund 30 % beteiligt [118].

## VII.2 Braunkohle

Die sicheren deutschen Braunkohlelagerstätten umfassen rund 62 Mrd t (17 Mrd t SKE), wovon allein 55 Mrd t (15 Mrd t SKE) auf die niederrheinische Bucht zwischen Köln und Aachen entfallen [110] [111]. 3,5 Mrd t sind bereits im Tagebau aufgeschlossen [110][112]. In den Grenzen der Abbaufelder sind über 9 Mrd t (2,5 Mrd t SKE) kostengünstig abbauwürdige Vorräte ausgewiesen [111][112], die eine Versorgungssicherheit von mehr als 35 Jahren repräsentieren.

Das Hauptgewicht der Förderung (1970 : 107,8 Mio t = 29,8 Mio t SKE), die 1970 9,1 % des Primärenergiebedarfs deckte, liegt seit Jahren mit etwa 85 % im rheinischen Revier. Der Schwerpunkt des Braunkohleverbrauchs verlagert sich auf Kosten der Brikettproduktion weiter in den Kraftwerksbereich: 1970 wurden 85 % der Braunkohleförderung zu 59,7 TWh verstromt, wovon 48 TWh auf die RWE-Kraftwerke des rheinischen Braunkohlenreviers entfielen [119]. Abgesehen von zwei Blöcken (300 MW-Klasse) der Braunschweigischen Kohlen-Bergwerke und der Ilse-Bayernwerk-Energieanlagen GmbH wird der Zubau von Braunkohlenkraftwerken vornehmlich auf den niederrheinischen Bereich entfallen. Die Kraftwerksleistung der RWE AG wird von derzeit 7200 MW bis 1976 auf ca. 11500 MW ansteigen und von einer entsprechenden Erweiterung der Rheinbraun-Förderkapazität auf 110 Mio t (1970 : 92,6 Mio t) begleitet sein. Der geplante Aufschluß des Tagebaus Hambach, der auf einer Förderkapazität von 50 Mio t/a (derzeit größter Bergwerksbetrieb Fortuna-Garsdorf: 36 Mio t/a) ausgelegt werden soll, würde den Zubau zweier weiterer 600 MWe-Blöcke gegen Ende der 70er Jahre und den Bau von 5000 MWe-Ersatzleistung ab Mitte der 80er Jahre gestatten. Der Tagebau Hambach könnte zusätzlich zur Erhaltung der für diese Kraftwerke notwendigen Förderkapazität zur Inangriffnahme weiterer Aktivitäten (Kohlevergasung) dienen.

Braunkohle für die Kraftwirtschaft ist kein marktgängiges Produkt, da Braunkohleförderung und braunkohleverbrauchende Kraftwirtschaft sich in einer unternehmerischen Hand befinden und somit eine Preisbildung auf dem Brennstoffmarkt unterbinden. Die gegenwärtigen Förderkosten für linksrheinische Braunkohle dürften bei 25 DM/t SKE (3,60 DM/Gcal) [120] liegen, woraus sich unter Berücksichtigung geringer Transportkosten (Transport mittels Förderbänder, Seitenkipper oder Sattelwaggons) ein Preis frei Kraftwerk von 30 DM/t SKE (4,30 DM/Gcal) ergeben dürfte.

Trotz weitgehender Mechanisierung und großer Betriebseinheiten wird sich die derzeitige durchschnittliche Schichtleistung von 64 t/MS (17 t SKE/MS) [119] in den 70er Jahren durch den Einsatz von Schaufelradbaggern mit einer Tagesleistung von 200 000 m<sup>3</sup> Abraum (heute : 100 000 m<sup>3</sup> Abraum) und Förderanlagen mit einer Bandbreite von 3 m (heute: 2,20 m) bedeutend steigern lassen [112][119]. Im Tagebau Fortuna Garsdorf (Rheinbraun AG) wurde bereits in 1970 eine Schichtleistung von 81 t/MS erreicht [119]. Die Rationalisierungsmaßnahmen, die für 1980 eine durchschnittliche Schichtleistung von über 100 t/MS erwarten lassen [112], sollten es erlauben, trotz steigender Lohnkosten (Lohnkostenanteil frei Verbraucher: 30 - 35 %<sup>+) [119]) und ungünstigeren Förderbedingungen die Braunkohlegewinnungskosten nahezu konstant zu halten.</sup>

Ebenso wie bei Ballastkohle ist auch die Verwendung der Braunkohle in der Kraftwirtschaft wegen ihres geringen Wärmeinhaltes an die Nähe der Förderstätten gebunden. Deshalb muß beachtet werden, daß der Braunkohlenstrom mit Fortleitungskosten von mindestens 0,13 Pf/kWh · 100 km (380 kV-Ebene, ohne Umspannkosten) [122] belastet ist, wenn er mit Strom aus Kernkraftwerken in anderen Gebieten der BRD konkurrieren muß.

Die Braunkohleförderung erfolgt in der BRD fast ausschließlich im Tagebau; die dadurch zerstörte Landschaft stellt eine beträchtliche Umweltbelastung dar. Die derzeitige Bearbeitungsfläche im rheinischen Revier beträgt 6 300 ha; 3400 ha [95] sind nach der Auskohlung bereits wieder landwirtschaftlich und 4500 ha [95] forstwirtschaftlich rekultiviert worden. Für Umsiedlungen, bei denen meistens größere, modern versorgte und besser gegliederte Orte entstehen, gibt die Rheinbraun AG jährlich ca. 20 Mio DM aus, wovon vielleicht 25 % als Maßnahmen zum Umweltschutz ausweisbar sind [95]. Möglichkeiten der Nutzung ausgeschöpfter Braunkohletagebaue als reine Wasserspeicher bzw. Pumpspeicherwerke werden diskutiert [121].

---

<sup>+) 0,17 · 10<sup>-3</sup> MJ/t Rohbraunkohle im rheinischen Revier [121]</sup>

VII.3 Mineralöl

Das Mineralöl deckte als bedeutendster Energieträger in der BRD mit 178,6 Mio t SKE 53 % des gesamten Primärenergiebedarfs im Jahre 1970. Die westdeutschen Raffinerien verarbeiteten 104,6 Mio t (150,9 Mio t SKE) vornehmlich zu Heizöl (60,7 Mio t). Von dem Netto-Heizölaufkommen (Raffinerieerzeugung plus Einfuhrsaldo) in Höhe von 77,7 Mio t wurden mit 7,4 Mio t knapp 10 % in der Kraftwirtschaft abgesetzt.

Die BRD hat nur geringe Erdölvorräte (Ende 1970: 80,3 Mio t [115]), die durch eine seit 1969 rückläufige Förderung (1970: 7,5 Mio t) zunehmend ausgeschöpft werden. Die dadurch bedingte Importabhängigkeit (Tab. 28) gibt dem Problem der Versorgungssicherheit eine besondere Wichtung. Wenngleich die sicheren Erdölreserven den Weltbedarf bis Anfang der 90er Jahre decken können (Abb. 24), ist die Bezugsfähigkeit der deutschen Mineralölindustrie

Herkunftsland	Einfuhr 1970 1000 t	Grenzwert 1970 DM/t	Grenzwert Oktober 71 DM/t	Schwefel- gehalt 1970 Gew.-%
Bundesrepublik	7 331,0 <sup>*)</sup>			0,6
Venezuela	3 589,0	59,59	73,61	1,35
Saudi-Arabien	12 200,0	60,26	71,99	1,63-2,73
Irak	3 347,0	60,09	82,08	2,14
Iran	8 174,0	59,94	69,04	1,3
Katar	317,0	69,71	79,57	1,2
Kuweit	3 894,0	59,26	72,42	2,62
Oman	5 721,0	66,26	72,94	1,32-1,57
Algerien/Sahara	8 061,0	63,11	85,06	0,16
Libyen	40 476,0	59,31	80,36	0,32
Tunesien	751,0	59,31	84,37	0,32
Nigeria	6 758,0	61,10	80,17	0,17
Gabun	160,0	52,94	-	0,9
Ägypten	1 297,0	63,27	-	1,8
UdSSR	3 472,0	50,38	64,24	0,86
Gesamt	105 548,0	60,11	76,95	

<sup>\*)</sup>Inlandsförderung

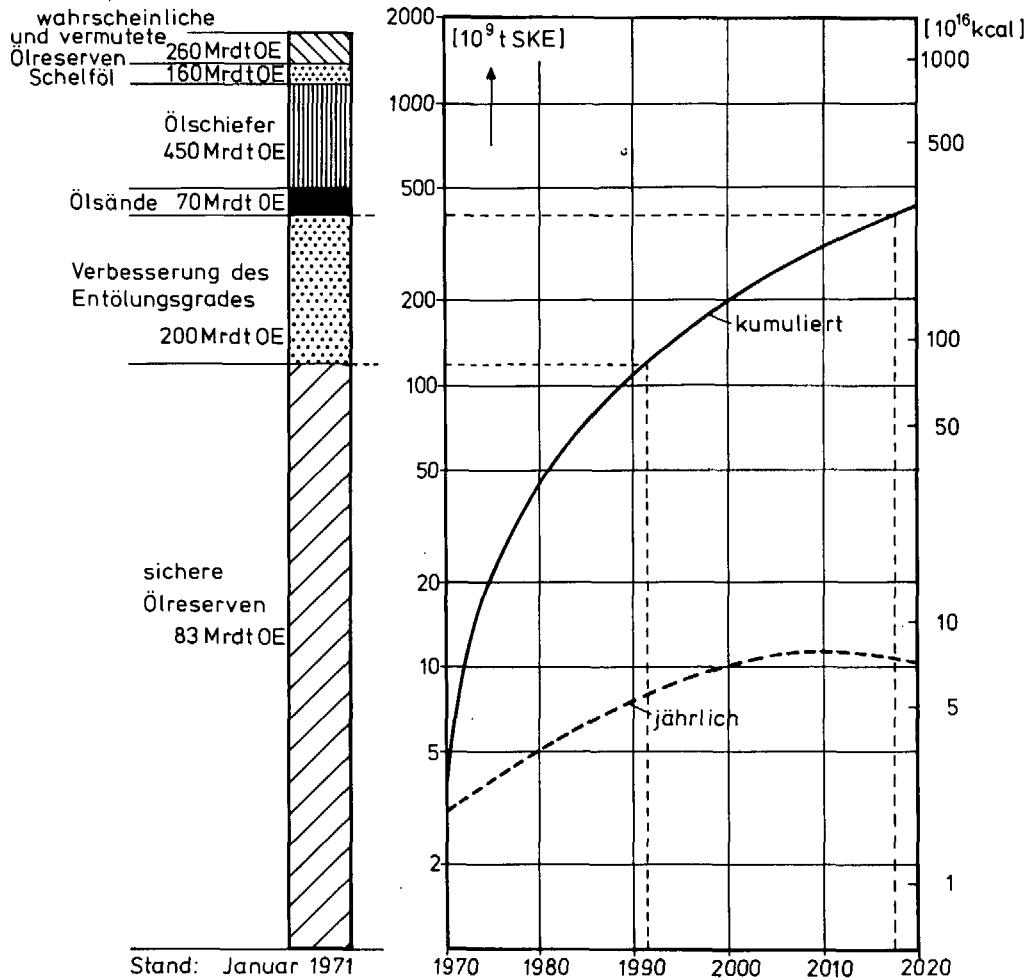
Rohöl-Bereitstellung in der BRD

T 28

Tab. 28

keinesfalls gesichert. Die importierten Rohöle stammen zum überwiegenden Teil aus Afrika und dem Mittelost-Raum, d.h. aus politisch instabilen Staaten (Tab. 28). Zur Überbrückung kurzfristiger Versorgungsstörungen besteht eine Bevorratungspflicht entsprechend einem Bedarf von 65 Tagen, die durch eine Bundes-Bevorratung in Salzkavernen bis 1976 auf 85 - 90 Tage ausgedehnt werden soll. Die Investitions- und Lagerkosten der Rohölbevorratung liegen bei unterirdischer Lagerung mit etwa 40 DM/m<sup>3</sup> deutlich unter denen der überirdischen Lagerung mit etwa 100 DM/m<sup>3</sup> [88]. Mittelfristige regionale Rohölexportstörungen lassen sich nach einer kurzen Anlaufzeit durch entsprechende fördertechnische Maßnahmen in anderen Gebieten der Welt kompensieren. Dazu sind keine wesentlichen Anlagenänderungen notwendig. Allerdings steigen die Förderkosten, weil das für die ursprüngliche Kapazität gewählte Optimum zwischen Entölungsgrad und Return on Investment verlassen wird.





Ölreserven und Ölverbrauch der Welt  
Abb. 24

Mittelfristige globale Exportstörungen sind zwar kaum zu erwarten, da die Förderländer weitgehend auf die Kontinuität der Steuer- und Royalty-Einnahmen aus der Erdölförderung angewiesen sind, stellen aber wohl die größte Bedrohung für die Energieträgerversorgung der BRD dar. Langfristige Gesichtspunkte der Rohölversorgung sind hauptsächlich durch den Erschöpfungszeitraum der Ölreserven bestimmt. Während in 1970 der Vorratszuwachs mit knapp 10 Mrd t auf 83,1 Mrd t noch viermal so groß wie der Verbrauch (2,27 Mrd t) war [126], müssen in den 70er Jahren Vorkommen in Höhe von 60 Mrd t entdeckt werden, um entsprechend dem heutigen Zustand auch in 1980 Reserven für weitere 20 Jahre verfügbar zu haben [127]. Allein in diesem Jahrzehnt wird mehr Öl benötigt werden als bislang in der ganzen Welt seit 1859, der ersten Ölbohrung in Pennsylvania /USA, verbraucht wurde, nämlich mehr als 28 Mrd t.

Die mittel- und langfristige Untergrenze für den Heizölpreis in der BRD bestimmt sich aus dem Rohölpreis, den Transportkosten, den Raffinerieverarbeitungskosten, der Erlösstruktur für die Kuppelprodukte und den steuerlichen Belastungen. Zur Vermeidung einer in der Vergangenheit häufiger aufgetretenen defizitären Finanzlage wird die Mineralölindustrie bemüht sein, den tatsächlichen Marktpreis soweit oberhalb der Eigenkosten zu fixieren, wie es die konkurrierenden Energieträger erlauben. Abb. 23 zeigt die Entwicklung des effektiven Schwerölpreises, der im Februar 1972 bei etwa 80 DM/t ab Raffinerie lag, während der Listenpreis noch 117 DM/t betrug. Die in der Expansionsphase der Mineralölindustrie in der BRD aufgetretenen hohen regionalen Preisdifferenzen (bis zu 48 DM/t [128]) konnten durch die Errichtung von Raffinerien insbesondere im Süden und Südwesten sowie durch den Bau der Mittelmeer-Süd-Nord-Pipeline auf weniger als 5 DM/t abgebaut werden [88]. Für die Lieferung von Heizöl S an die Kraftwirtschaft werden i. a. "Evergreen-Verträge" mit vierteljährlicher Preisbildung abgeschlossen. Die Schwerölsteuer wurde zum 1.1.1972 auf 20 DM/t ermäßigt. Wieweit die zum 1.1.1973 in Kraft tretende weitere Steuersenkung auf 15 DM/t an den Verbraucher weitergegeben werden wird, ist noch nicht abzusehen.

			1.1.71	15.1.71	20.3.71	1.6.71	1.1.72	1.1.73	1.1.74	1.1.75
Abkommen von Teheran (14.2.71)										
Abkommen von Genf (20.1.72)							20.1.72	1.1.73	1.1.74	1.1.75
Abkommen von Tripolis (2.4.71)			1.1.71							
Rohöl vom Persischen Golf	Posted Price (= Basis Posted Price)	\$/Barrel	1,800	2,180		2,285	2,479	2,591	2,706	2,824
	Royalty (12,5 %)	"	0,225	0,273		0,286	0,130	0,324	0,338	0,353
(Arabisch - leicht 34°;)	Förderkosten	"	0,120	0,120		0,120	0,120	0,120	0,120	0,120
	Steuerbasispreis	"	1,455	1,787		1,879	2,049	2,147	2,248	2,351
Transport um Afrika)	Steuern (55 %)	"	1,800	0,983		1,033	1,127	1,181	1,236	1,293
	Einnahmen des Förderlandes	"	1,025	1,256		1,319	1,437	1,505	1,574	1,646
	Selbstkosten für die Fördergesellschaft	DM/t	1,145	1,376		1,439	1,557	1,625	1,694	1,766
	Index		79,6	95,6		100	95,3	99,5	103,7	108,1
Rohöl aus Libyen	Basis Posted Price	\$/Barrel	2,550	3,197		3,217	3,368	3,523	3,682	
	Suezkanalprämie	"	-	0,120		0,120	0,120	0,120	0,120	
	Frachtpremie	"	-	0,130		0,130	0,130	0,130	0,130	
	Posted Price	"	2,550	3,447		3,467	3,618	3,773	3,932	
	Royalty (12,5 %)	"	0,318	0,431		0,433	0,452	0,472	0,492	
	Förderkosten	"	0,300	0,300		0,300	0,300	0,300	0,300	
	Steuerbasispreis	"	1,927	2,716		2,734	2,866	3,001	3,140	
	Steuern (55 %)	"	1,060	1,494		1,504	1,576	1,651	1,727	
	Zusatzabgabe a)	"	-	0,090		0,090	0,090	0,090	0,090	
	Einnahmen des Förderlandes	"	1,378	2,015		2,027	2,118	2,213	2,309	
	Selbstkosten für die Fördergesellschaft	DM/t <sup>b)</sup>	1,678	2,315		2,327	2,418	2,513	2,609	
	Index		72,1	99,5		100	103,9	108,0	112,1	

Stand: 1. Februar 1972

Dollar-Parität = 3,225 DM/\$

a) Einschl. Aufschlag für geographisch günstige Lage zu Europa und niedrigen Schwefelgehalt

b) Da für libysches Rohöl noch kein Ausgleich für Abwertung des Dollar vereinbart worden ist, wurde von der alten Dollar-Parität von 3,66 DM/\$ ausgegangen

Rohölpreisentwicklung

Tab. 29

Durch die zwischen den Mineralölkonzernen und der Organisation der rohölexportierenden Länder (Opec) getroffenen Vereinbarungen von Teheran (14. Februar 1971), Tripolis (2. April 1971) und Genf (20. Januar 1972) ist die voraussichtliche Entwicklung der Posted Prices für nordafrikanische Rohöle und solche aus Ländern am Persischen Golf bis Ende 1975 vorgegeben (Tab. 29) [ 129 ] [ 130 ] [ 131 ]. Der Posted Price ist ein mit dem Marktpreis nicht identischer Verrechnungspreis zur Ermittlung der an die Regierungen der Förderländer von den Ölförderungsgesellschaften zu entrichtenden Steuern und Royalties (Konzessionsabgaben). Es kann davon ausgegangen werden, daß der Marktpreis, der zwischen Firmenselbstkosten und Posted Price liegt, etwa die Entwicklung der Firmenselbstkosten nehmen wird. Unter der vielerorts angezweifeltten Annahme, daß die Verträge von den Opec-Ländern eingehalten werden, werden demnach die Rohöselbstkosten von Anfang 1972 bis Ende 1975 nur um 8 - 12 % steigen (Tab. 29). Weltweit gesehen werden insbesondere nach 1975 infolge des zunehmenden Vorabreservebedarfs und des dadurch bedingten höheren Explorationsaufwandes pro geförderte Tonne sowie durch vermehrte Bohrungen in Küstengewässern (1970: 18 % off shore-Förderung) zusätzlich die Prospektions-, Development- und Förderkosten beträchtlich ansteigen. Die Bohrkosten in Küstengewässern sind z.B. etwa 3 mal so hoch wie auf dem Festland [ 127 ]. Langfristig wird man Öl auch aus Teersand und Ölschieferstrukturen gewinnen müssen, wobei die Förderkosten drei- bis viermal so hoch wie für die konventionelle Ölförderung sind [ 127 ]. Überdies werden die bereits heute deutlich erkenntlichen Bemühungen der Förderländer um staatliche Beteiligung an den Fördergesellschaften, Erhöhung der Abgaben und Reinvestition der Gewinne nicht ohne Auswirkung auf den Rohölpreis bleiben. Die Durchsetzung dieser zusätzlichen Forderungen wird nur vor dem Hintergrund einer entsprechenden Marktsituation möglich sein, die den Ölgesellschaften eine Weiterwälzung der dann auf sie zukommenden Belastungen ermöglicht.

Das in der BRD verarbeitete Rohöl wird in Großtankern vom Förderland zu europäischen Seehäfen (Genua, Triest, Lavéra, Rotterdam, Wilhelmshafen etc.) gebracht, von wo es überwiegend (1970:81 %) in Pipelines zu den in Verbrauchernähe gelegenen Raffinerien der BRD geleitet wird. Eine Verknappung der verfügbaren Tankerkapazitäten hatte bei Schließung des Suezkanals in 1967 zu einem starken Anstieg der Seetransportkosten geführt. Inzwischen hat sich diese Situation nach einer weiteren temporären Verknappung (Ende 1970/Anfang 1971) entspannt.

Zukünftig wird der Übergang zu größeren Tankerkapazitäten infolge sinkender Kostendegression die inflationäre Preisentwicklung nicht mehr kompensieren können (ein 200.000 t Tanker, der 1967/68 noch 14 Mio ₤ kostete, hatte in 1971 einen Wiederbeschaffungswert von 29 Mio ₤ [ 127 ] ).

In Tab. 30 ist die Struktur des Rohölpreises frei Raffinerie nach Kostenanteilen aufgegliedert. Während der Seetransport je nach Schiffsweg derzeit 6 DM/t bis 29 DM/t kostet, sind für

den innerdeutschen Pipeline-transport etwa 4 DM/t zu veranschlagen. Wie sehr die Rohölgrenzpreise im einzelnen variieren, zeigt Tab. 28, in der die Grenzwerte 1970 nach Förderländern aufgeschlüsselt sind. 1971 lag der gemittelte Rohölgrenzwert bei 77 DM/t.

Für einfache Hydro-skimming-Raffinerieanlagen (Durchsatz: 7 Mio jato; Inbetrieb-

nahme: 1975) belaufen sich die Investitionskosten auf ca. 60 DM/jato, woraus sich Verarbeitungskosten von 15 DM/t ergeben, die unter Berücksichtigung des Raffinerieeigenverbrauchs zu Produktkosten von 89 - 103 DM/t (Tab. 30) führen. Diese Selbstkosten sind unter gewissen Voraussetzungen auch als Untergrenze für einen kostengerechten Schwerölpreis (ohne Steuern) anzusehen.

Für die Rohölverarbeitung (ohne Förderung und Transport), die Mineralöllagerung und den Vertrieb besteht in der BRD ein Kapitalbedarf bis 1980 von etwa 25 Mrd DM [ 88 ]. Bei einem erwarteten jährlichen Ölbedarf von 220 Mio t [ 88 ] in 1980 entspricht dieser Kapitalbedarf einer Belastung von 14 - 15 DM auf die verarbeitete Tonne Rohöl. Geht man davon aus, daß wie in der Vergangenheit etwa 55 % durch Abschreibungen gedeckt und etwa 20 % fremdfinanziert werden können, müssen unge-

Förderland	Kosten und Erlöse	
	Libyen	Persischer Golf
	DM/t	DM/t
Prospektion	2,50	2,50
Bohrfeldentwicklung	5,00	5,00
Förderung	6,90	2,80 <sup>a)</sup>
Steuern u. Royalty	46,70	29,20 <sup>a)</sup>
Transport zum Seehafen und Verladung	6,90	6,90
Rohölkosten fab Seehafen des Förderlandes	68,00	46,40
Seetransport (2 10 <sup>5</sup> t)	9,74 <sup>b)d)</sup>	28,06 <sup>c)d)</sup>
Rohölkosten cif deutschem Seehafen	ca. 78,00 <sup>b)</sup>	ca. 65,00 <sup>e)</sup>
Pipeline-transport	4,00 <sup>b)</sup>	4,00 <sup>e)</sup>
Rohölkosten frei Raffinerie	82,00	69,00
Raffinerieverarbeitung	15,00 <sup>f)</sup>	15,00 <sup>f)</sup>
Raffinerieeigenverbrauch	6,00	5,00
Gewinn der Mineralölgesellschaft	-	-
Über alle Produkte gemittelter Mindesterloß	103,00	89,00

- a) Arabisch - leicht 34°
- b) Marsa el Hariga (Tobruk) - Wilhelmshaven; Worldscale - Grundfrachtrate: 3,13 ₤/t
- c) Ras Tanura (Saudi Arabien) - Wilhelmshaven; Worldscale - (auf Basis Kap) Grundfrachtrate: 9,02 ₤/t
- d) AFRA - Bezugswert: 85 in Worldscale; 3,66 DM/₤
- e) Wilhelmshaven - Ruhrgebiet
- f) Hydroskimming-Anlage

Anhaltswerte für die Kostenstruktur des Rohöls und seiner Verarbeitung

Tab. 30

fähr 25 % entsprechend etwa 3,50 DM/t aus einbehaltenen Gewinnen finanziert werden. Im Vergleich dazu standen nach Ermittlungen der First National City Bank, New York, bei den größten sieben Öl-Gruppen in 1970 weniger als 5,50 DM/t für alle Reinvestitionen einschließlich Exploration, Förderung und Transport aus den Gesamterträgen nach Zahlung der Dividenden zur Verfügung [127]. Somit wird der Kapitalbedarf langfristig nur über Preiserhöhungen zu finanzieren sein.

Vorwiegend erhöhter Explorationsbedarf, erschwerte Förderung, höhere Abgaben an die Förderländer sowie verteuerte Verarbeitung werden somit bereits in den 70er Jahren zu einem deutlichen Anstieg der Preise für die Mineralölprodukte führen müssen.

#### VII.4 Erdgas

Die gesamte Inlandsverfügbarkeit von Erdgas stieg in 1970 um 5,0 Mrd Nm<sup>3</sup> auf 15,8 Mrd Nm<sup>3</sup> und hatte dementsprechend mit 45,8 % die höchste prozentuale Steigerungsrate aller Energieträger. Die Absatzschwerpunkte des Erdgases und Erdölgases (1970 : 0,7 Mrd Nm<sup>3</sup>), die unter dem Begriff Naturgas zusammengefaßt werden, lagen in den Bereichen Kraftwirtschaft (20,0 %), Eisenindustrie (29,4 %), Chemische Industrie (18,4 %) und Haushalte (8,7 %).

Infolge der Leitungsgebundenheit ist die Erdgaswirtschaft an den Abschluß langfristiger Lieferverträge gebunden. Die im Vergleich zum Jahresumsatz jeweils sehr hohen Investitionen können zum großen Teil nur für ein bestimmtes Beschaffungs- und Versorgungsvorhaben genutzt werden, was langfristige Abschreibungen bedingt, die ihrerseits langfristige Lieferverträge voraussetzen. Deshalb werden Lieferverträge zwischen der erdgasproduzierenden und -verteilenden Wirtschaft in der Regel über 20 - 25 Jahre und Lieferverträge mit industriellen Letztverbrauchern über 10 - 20 Jahre vereinbart [132]. Die damit verbundene geringe Entscheidungsflexibilität wird durch die später erläuterte Preisgestaltungsmöglichkeiten von ihrem Risiko weitgehend befreit.

Die langfristige Versorgungsplanung in der BRD basiert zunächst auf der Ausschöpfung der inländischen Vorräte. Die sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betragen ca. 395 Mrd Nm<sup>3</sup> [126] und erlauben eine langfristige Versorgung der BRD mit jährlich 18 - 20 Mrd Nm<sup>3</sup>. Die Niederlande, die mit 2300 Mrd Nm<sup>3</sup> [126] über die größten Erdgasvorkommen in Westeuropa verfügen, können bei optimaler

Ausschöpfung ihrer Erdgasfelder die Förderung (1980 : ca. 100 Mrd Nm<sup>3</sup>/a [133])

langfristig nur etwa zur Hälfte im eigenen Land absetzen. Die sich daraus ergebende Exportfähigkeit hat zum Abschluß von Erdgasexportverträgen über ein Gesamtvolumen von etwa 900 Mrd Nm<sup>3</sup> [133] geführt, an denen deutsche GUV und EVU mit einer Gesamtabnahme von 470 Mrd Nm<sup>3</sup> bei einer jährlichen Höchstabnahme von etwa 25 Mrd Nm<sup>3</sup> (in 1980) partizipieren (Tab. 31 [133]).

Derzeit sind verschiedene deutsche Abnehmer bemüht, unter Beibehaltung der kontrahierten Gesamtmengen die Bezugsmengen für die nächsten Jahre zu erhöhen, so daß möglicherweise bereits in 1972 16 Mrd Nm<sup>3</sup> (statt 11 Mrd Nm<sup>3</sup>) niederländisches Erdgas in die BRD importiert werden [133]. Berücksichtigt man noch die 1973 beginnende und langfristig 3 Mrd Nm<sup>3</sup>/a erreichenden Erdgaslieferungen aus der UdSSR, so verfügt die BRD aufgrund von Eigenreserven und Importverträgen über einen weitgehend gesicherten Zugriff zu 920 Mrd Nm<sup>3</sup>, die eine Absatzsteigerung auf 47 - 50 Mrd Nm<sup>3</sup>/a bis 1980 erlauben, nach 1985 aber einen raschen Abfall des Erdgasverbrauches bedingen würden (Abb. 25). Diesen frühzeitigen Abfall zu verhindern, gilt das Bemühen um die Beschaffung weiterer Erdgasmengen, insbesondere für den Zeitraum von 1980 - 2000.

Wenn nicht mit neuen Konzeptionen andere Räume und tiefe Stockwerke erschlossen werden können, sprechen viele geologische Beobachtungen dafür, daß der Erdgasprospektion in der BRD enge Grenzen gesetzt sind [125]. Schon heute sind die geologischen Gegebenheiten soweit bekannt, daß die noch nicht erschlossenen, aber vermuteten zusätzlichen Erdgasvorräte auf etwa 250 Mrd/Nm<sup>3</sup> [125] abgeschätzt werden können. Die Erschließung dieser Reserven könnte in den nächsten 10 Jahren erfolgen und würde eine zusätzliche indländische Erdgasförderung von 10 - 13 Mrd Nm<sup>3</sup>/a ab Ende der 70er Jahre erlauben [132].

Vertragspartner	Jahresabnahme 1970 Mrd Nm <sup>3</sup> /a	Jahreshöchst- abnahme Mrd Nm <sup>3</sup> /a	Gesamtabnahme Mrd Nm <sup>3</sup>	Vertragende Jahr
Ruhrgas AG	1,491	8,00 (1979)	166	1993
Thyssengas AG	1,824	5,10 (1977)	105	1992
Vereinigte Elektrizitätswerke AG (Amoco-Dyas-Vertrag)	-	3,16 (1974)	62	1992
Gewerkschaft Brigitta		3,10 (1976)	50	1990
Deutsche Erdgas Transport GmbH	0,240	1,75 (1976)	29,5	1989
Vereinigte Elektrizitätswerke AG (NAM-Vertrag)	-	1,60 (1976)	27,5	1991
Energieversorgung Weser-Ems AG	0,191	1,10 (1976)	18	1995
Rheinisch Westfälische Elektrizitätswerke AG		ca. 1,0 (1975)	ca. 15	1989
BRD	3,746	24,8 (1979)	473	
Distrigaz N.V. (Belgien)	4,493	8,7 (1974)	150	1987
Gaz de France	3,032	9,4 (1977)	156	1988
Italien	-	6,5 - 7,0 (1977)	120-130	1993
Gesamt	11,271	49,4-49,9 (1979)	ca. 900	

Stand: 1. Oktober 1971

Exportverträge für niederländisches Erdgas

Tab. 31

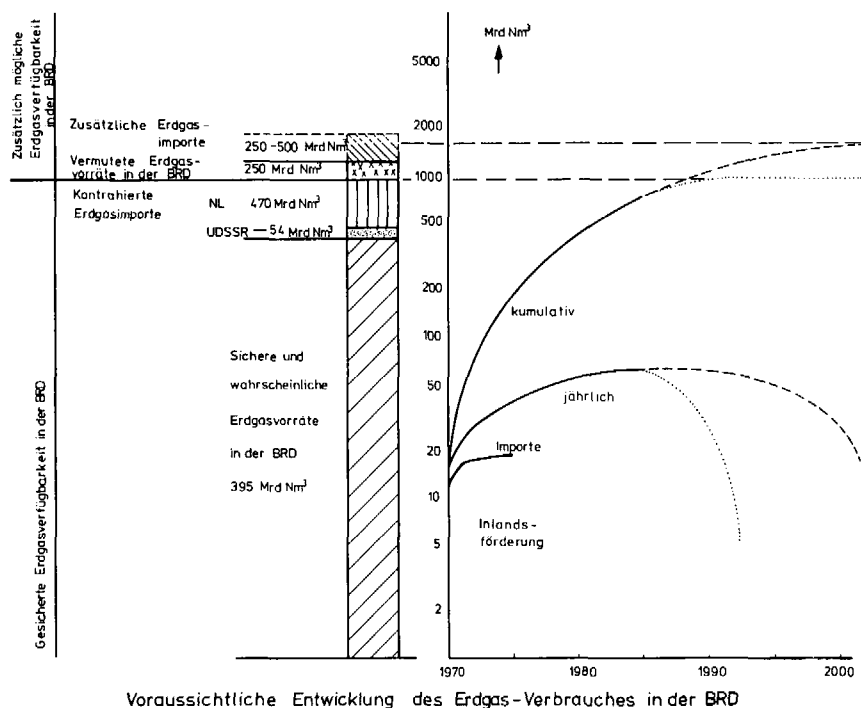


Abb. 25

Zwar haben sich die offiziell bekannt gegebenen Reserven der Niederlande in letzter Zeit nicht erhöht, die starke Explorationstätigkeit wird jedoch fortgesetzt, und es wäre nach den bisherigen Erfahrungen überraschend, wenn sie ohne wesentlichen Erfolg bleiben würde. Dennoch ist nicht zu erwarten, daß die dann zusätzlich importierbaren Mengen die Größenordnung der bereits kontrahierten erreichen werden.

Die Beschaffung weiterer Erdgas Mengen für die BRD ist durch die grundsätzliche Übereinkunft zwischen der Ruhrgas AG und den Sowjets, die Vertragsmenge auf bis zu 7 Mrd Nm<sup>3</sup>/a zu erhöhen, eingeleitet. Bei Vorräten von etwa 12000 Mrd Nm<sup>3</sup> [180] und einer Jahresproduktion von derzeit über 200 Mrd Nm<sup>3</sup> [180] in der UdSSR erscheint der Bezug weiterer Mengen russischen Erdgases möglich, ohne daß dadurch eine bedeutende energiewirtschaftliche Abhängigkeit von der UdSSR induziert würde.

Schließlich könnten zusätzliche Erdgasbezugsquellen im Offshore-Gebiet der Nordsee und durch Bezug von verflüssigtem Erdgas aus afrikanischen Ländern verfügbar werden:

Für die BRD bestehen berechnete Chancen, an der Ausbeutung der bei Ekofisk in der Nordsee entdeckten Erdgasvorkommen von 150 - 200 Mrd Nm<sup>3</sup> maßgeblich beteiligt zu werden, wodurch sich bereits ab 1974 das Erdgasangebot in der BRD wesentlich erhöhen ließe. Insgesamt bietet die Phillips-Gruppe steigend bis 1976 eine Menge von ca. 12 Mrd Nm<sup>3</sup>/a in Hollandgasqualität an [181]. Weitere für die Belieferung der BRD interessante Erdgasfunde in der Nordsee erscheinen möglich.

Neben dem leitungsgebundenen Erdgas könnte zukünftig die Versorgung mit verflüssigtem Erdgas aus Nordafrika auch für die BRD attraktiv werden. Andere Länder wie z.B. USA, Frankreich und Japan beziehen bereits verflüssigtes Erdgas oder haben entsprechende Lieferverträge abgeschlossen.

Aus Abb. 25 ist ersichtlich, daß selbst unter Einschluß einer zusätzlichen Erdgasverfügbarkeit von insgesamt vielleicht 600 - 700 Mrd Nm<sup>3</sup> die Bezugsfähigkeit von Erdgas in der BRD zu Beginn des nächsten Jahrhunderts rasch absinkt.

Bewertet man die fünf für die BRD verfügbaren Erdgasbezugsmöglichkeiten unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit, so sind inländische Förderung und Import aus den Niederlanden als in gleichem Maße gesichert anzusehen. Auch den russischen Erdgaslieferungen ist eine hohe Versorgungssicherheit beizumessen. Demgegenüber beinhalten Offshore-Lieferungen ein technisches und Flüssiggaslieferungen aus Nordafrika ein politisches Risiko.

Günstige Förder- und Transportkosten erlauben zumindest für niederländisches, russisches und deutsches Erdgas eine Preisgestaltung, die nicht nur den Absatz der verfügbaren Mengen sichert, sondern durch ein selektives Marketing bei begrenztem Angebot sogar eine Gewinnoptimierung erlaubt. Die schnelle Anpassungsfähigkeit der Kraftwirtschaft hatte zunächst dazu geführt, daß Erdgas zu niedrigen Preisen vornehmlich verstromt wurde: während in 1970 in den Niederlanden bereits 46 % des Stromes auf Basis Erdgas erzeugt wurden, betrug der Anteil dieses Energieträgers an der Deckung des gesamten Primärenergiebedarfs erst 27 %. Inzwischen ist die Penetration anderer Absatzbereiche, die höhere Erlöse erlauben, soweit fortgeschritten, daß bei begrenztem



Angebot der Kraftwirtschaft der Weg zu zusätzlichen Erdgaslieferungen weitgehend verbaut ist. Die sich durch die Verschiebung der Verbrauchsschwerpunkte in Richtung Haushalt und Kleinverbraucher ergebenden Versorgungsspitzen und -täler werden in den Niederlanden durch bereits abgeschlossene unterbrechbare Lieferverträge mit der Kraftwirtschaft teilweise ausgeglichen. In der BRD basieren die Verträge zwischen Erdgaswirtschaft und EVU bisher auf gesicherten Lieferungen. Auch hier ist zu erwarten, daß die zukünftig noch mit der Kraftwirtschaft abzuschließenden Erdgaslieferverträge vornehmlich als Off Peak-Verträge (variable Abschaltzeiten) oder als Interruptible Customer-Verträge (festgelegte Abschaltzeiten) gestaltet werden [137].

Die niederländische Kraftwirtschaft zahlte im Herbst 1971 für unterbrechbaren Erdgasbezug einen Arbeitspreis von 4,88 Cents/Nm<sup>3</sup> sowie 5000 Gulden/Monat für die Leistungsbereitstellung, was bei einem 600 MWe-Kraftwerk und 5000 h/a etwa 6,50 DM/Gcal Hu entspricht [133]. Gesicherte Lieferung bedingt monatliche Fixkostenzuschläge, die im Herbst 1971 (208 Cents x maximale Abnahme (Nm<sup>3</sup>) pro Stunde) betragen, was bei 5000 h/a etwa 0,5 Cents/Nm<sup>3</sup> oder 0,65 DM/Gcal Hu entspricht [133] [164]. Die Preise sind an eine Preisgleitklausel gekoppelt, die sich am Schwerölpreis orientiert und bis Ende 1971 plafoniert war.

Der Import niederländischen Erdgases in die BRD erfolgt auf Basis gesicherter Lieferungen. Die Preisstellung ist trotz erheblich größerer Abnahmemenge praktisch nicht günstiger als für die niederländische Kraftwirtschaft. Die zwischen der N.V. Nederlandse Aardolie Maatschappij (NAM) und den deutschen Gesellschaften abgeschlossenen Verträge erfahren alle 3 Jahre entsprechend den neuen Gegebenheiten des deutschen Brennstoffmarktes eine Preisüberprüfung. Neue Exportverträge bedürfen der Zustimmung des niederländischen Wirtschaftsministeriums, die nur noch dann gegeben wird, wenn der vereinbarte Preis nicht unter dem für bereits kontraktierte Lieferungen an die großen deutschen Ferngasgesellschaften liegt, so daß "Ausreißerverträge", wie zwischen Amoco Dyas und VEW, zukünftig nicht mehr erzielbar sein werden [133].

Der innerhalb des 20 Jahresvertrages über die Lieferung von jährlich maximal 3 Mrd Nm<sup>3</sup> russischen Erdgases vereinbarte Border-Preis von etwa 5,1 - 5,3 Pf/Nm<sup>3</sup> (5,70 - 5,90 DM/Gcal Hu) ist für die derzeitigen Gegebenheiten des deutschen Brennstoffmarktes, insbesondere im süddeutschen Raum, trotz der hohen Abnahmeverpflichtung ausgesprochen attraktiv. Der für zusätzliche Lieferungen von bis

zu 4 Mrd Nm<sup>3</sup>/a vereinbarte Border-Preis liegt etwa 10 % höher und ist somit besser dem Border-Preis für niederländisches Erdgas angepaßt. Die Kosten der Erdgasbereitstellung aus deutscher Förderung dürften nicht wesentlich über dem Border-Preis für russisches und niederländisches Erdgas liegen.

Mehr als zwei Drittel des Erdgasangebots in der BRD stammt aus dem Verfügungsbereich der Mineralölkonzerne ESSO und Shell [134], die nicht nur Border- und Förderpreise weitgehend bestimmen, sondern über Beteiligungen (z.B. an Ferngasgesellschaften) direkten Einfluß auf die Preisgestaltung am Verwendungsort haben. Diese marktformende Unternehmensstruktur legt den Erdgaspreis nicht kosten- sondern konkurrenzorientiert fest und strukturiert ihn je nach Absatzbereich so, daß im Wechselspiel zwischen Erdgas- und Heizölabsatz unter Beachtung der Marktgegebenheiten eine Gewinnoptimierung erzielt wird. Insbesondere in der Kraftwirtschaft haben die in letzter Zeit noch placierten Lieferverträge zwischen Ferngasgesellschaften und EVU trotz geringer Transportkosten<sup>+)</sup>  einen größeren Abstand zu den Border-Preisen erreicht. Die zunehmende Einbeziehung von Preisanpassungsklauseln mit einem hohen (z.B. 70 % [134]) auf den Heizölpreis entfallenden Bindungsanteil bestätigt die am anlegbaren Preis orientierte Marktstrategie der Erdgaswirtschaft, die im Vergleich zur Stromwirtschaft nach wie vor durch eine unzureichende Transparenz gekennzeichnet ist: Normverträge gibt es nur für kleine Abnahmemengen, bei größeren wird der Erdgaspreis noch individuell ausgehandelt [134].

Offshore-Gas und verflüssigtes Erdgas aus Nordafrika können zukünftig in der BRD nur dann Absatz finden, wenn auch ihr Preis zu anderen Energieträgern konkurrenzfähig ist. Die Förder- und Transportkosten für Offshore-Gas aus der Nordsee betragen nach einer Faustregel etwa das Dreifache der kontinental aufzubringenden Kosten [132], so daß der Bezugspreis frei Festland z.B. für das Ekofisk Gas deutlich über den Border-Preisen für niederländisches und russisches Erdgas liegen dürfte. Es bleibt abzuwarten, welcher Anteil des Nordsee-Erdgases für den deutschen Markt verfügbar wird, und ob der Preis ausreichend attraktiv ist, um die innerdeutsche Kraftwirtschaft anzusprechen.

Neben dem leitungsgebundenen Erdgas spielt neuerdings auch verflüssigtes Erdgas eine bedeutende Rolle: USA, Großbritannien, Italien, Spanien, Frankreich und

---

<sup>+)</sup>  Die Kapital- und Betriebskosten einer 160 km langen Erdgasleitung betragen bei einer Transportleistung von 10 Mio Nm<sup>3</sup>/d etwa 0,2 Pf/Nm<sup>3</sup> · 100 km [136]

Japan haben bereits Lieferverträge mit Algerien, Libyen, USA und Venezuela über Jahresbezugsmengen von insgesamt mehr als 25 Mrd Nm<sup>3</sup>/a abgeschlossen. Die mit der Verflüssigung, dem Seetransport mittels Tankern und der Wiederverdampfung verbundenen Probleme sind technisch gelöst. Die Verflüssigung auf -161°C erfordert einen Mindestenergieaufwand von 0,22 kWh/Nm<sup>3</sup> [179] entsprechend mindestens 1 DM/Gcal. Hinzu kommen Kapital- und sonstige Betriebskosten, die zu derzeitigen Verflüssigungskosten von etwa 5 Pf/Nm<sup>3</sup> (6 DM/Gcal) [112] führen. Berücksichtigt man ferner, daß Flüssiggastanker etwa doppelt so teuer wie Öltanker sind [112], so werden trotz des erwarteten technischen Fortschritts und der dadurch bedingten Kostenreduktion die Flüssiggaspreise frei Grenze auch langfristig bedeutend über den Border-Preisen für gasförmiges Naturgas aus den Niederlanden und der UDSSR liegen. Um die Wettbewerbsfähigkeit von verflüssigtem Erdgas auf dem deutschen Brennstoffmarkt abschätzen zu können, müssen auch Kostenvorteile berücksichtigt werden, die möglicherweise im innerdeutschen Transport<sup>+) und in der Speicherfähigkeit liegen. Bei Realisierung des Erdgasleitungsprojektes Algerien-Sizilien könnte alternativ zum Transport von verflüssigtem Erdgas aus Algerien in die BRD Italien die bei der NAM kontraktierten Erdgas-mengen an die BRD abtreten und entsprechend mehr Erdgas aus Algerien beziehen. In jedem Falle dürften die Konditionen für diese zusätzlichen Erdgasbezüge den Absatz in der Kraftwirtschaft nur schwerlich ermöglichen; andererseits wird es der Erdgaswirtschaft nicht möglich sein, in anderen Bereichen für derartige Mengen einen entsprechenden Bedarf zu schaffen, so daß die deutsche Erdgaswirtschaft möglicherweise langfristig auf den Bezug von verflüssigtem Erdgas aus Nordafrika verzichten wird.</sup>

Die mit der Förderung und dem Transport von Erdgas verbundenen Umweltbeeinflussungen sind vornehmlich durch Lärmemissionen der Druckreduzier- und Kompressorstationen gekennzeichnet. Schallschutzmaßnahmen an Verdichterstationen verursachen z.B. bis zu 30 % der gesamten Investitionskosten [95]. Schadenstatistiken weisen den Rohrleitungstransport als besonders sicher im Vergleich zu Straßen-, Schienen-

---

<sup>+) Flüssiggas-Pipelines haben bei gleichem Durchmesser eine 2 - 3 mal so hohe Förderleistung wie Gasleitungen, erfordern infolge geringerer Reibungsverluste eine erheblich niedrigere Pumpleistung; Rohrleitungsisolation und zusätzliche Kühlstationen bedingen allerdings Mehrkosten. Eine Studie über den Erdgastransport von 15 · 10<sup>6</sup> Nm<sup>3</sup>/h über 2500 km ergab, daß unter Berücksichtigung der Verflüssigungs- und Verdampfungskosten die Transportkosten mit ca. 2 Pf/Nm<sup>3</sup> in einem mit Gastransport konkurrenzfähigen Bereich lagen [135].</sup>

und Wassertransport aus [84]. Unfallgefahren liegen bei Rohrleitungen vornehmlich in unsachgemäßem Bau. Schutzstreifen von 10 m Breite sollen die Beschädigungsgefahr der Ferngasleitungen durch äußere Einflüsse mindern.

VIII. Der nukleare Brennstoffmarkt

Bedingt durch weltweite Überkapazitäten stellt sich der nukleare Brennstoffmarkt vom Uranerzbergbau bis zur Wiederaufarbeitung derzeit als ein Käufermarkt mit entsprechend niedrigen Preisen dar (Tab. 32). Eine Ausnahme bildet lediglich die Anreicherung, für die die USAEC - trotz des französisch-russischen Vertrages über ca. 250 000 kg TAE - praktisch eine Monopolstellung einnimmt. Der Aufbau der Überkapazitäten ist sowohl auf die Beschränkung militärischer Programme in USA, Großbritannien und Frankreich als auch auf eine Unterschätzung der zum Aufbau einer nuklearen Elektrizitätswirtschaft notwendigen Zeit zurückzuführen.

		Kapazität 1970		Produktion 1970		Verbrauch 1970	
		Welt	BRD	Welt	BRD	Welt	BRD
Uranproduktion	sh tn U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	43 000	200 <sup>a)</sup>	24 300	20 <sup>a)</sup>	16 700	1350
Konversion	t U	25 600	-	-	-	10 300	1030
Anreicherung <sup>b)</sup>	10 <sup>6</sup> kg TAE	17,1	-	6 900	-	3 700	260
BE-Herstellung (für LWR)	t Oxid	-	250	1 220	-	1 220	-
Transport zur Wiederaufarbeitungsanlage	t SM	-	-	-	-	150	31
Wiederaufarbeitung (für Oxide)	t U	725	-	150	-	150	31

a) nur Aufbereitung in Birkenfeld-Ellweiler  
 b) nur USAEC

Kernbrennstoff-Industrie 1970  
 (Schätzwerte für die westl. Welt)

Tab. 32

Wenngleich die Frage der Versorgungssicherheit für jeden Schritt des Kernbrennstoffkreislaufs (mit Ausnahme der Wiederaufarbeitung) gesondert zu stellen ist, schließt die Eigenschaft der LWR-Kraftwerke, im stretch-out-Betrieb mehr als 100 d über den geplanten Zeitpunkt des i. a. jährlichen Brennelementwechsels hinaus mit einer Leistungsminderung von 5 %/d | 29 | betrieben werden zu können, kurzfristige Versorgungsschwierigkeiten aus. Um auch gegen mittelfristige Versorgungsschwierigkeiten mit Kernbrennstoffen gefeit zu sein, hat die Bundesregierung im Rahmen von Devisenausgleichsabkommen mit den USA angereichertes Uranhexafluorid bzw. zukünftig zu leistende Trenn- und Konversionsarbeit bei der USAEC und der Allied Chemical Corp. gekauft (Tab. 33). Die unter Offset Nr. 1 gekauften Uranhexafluorid-

### Brennstoffkreislauf eines Leichtwasserreaktors

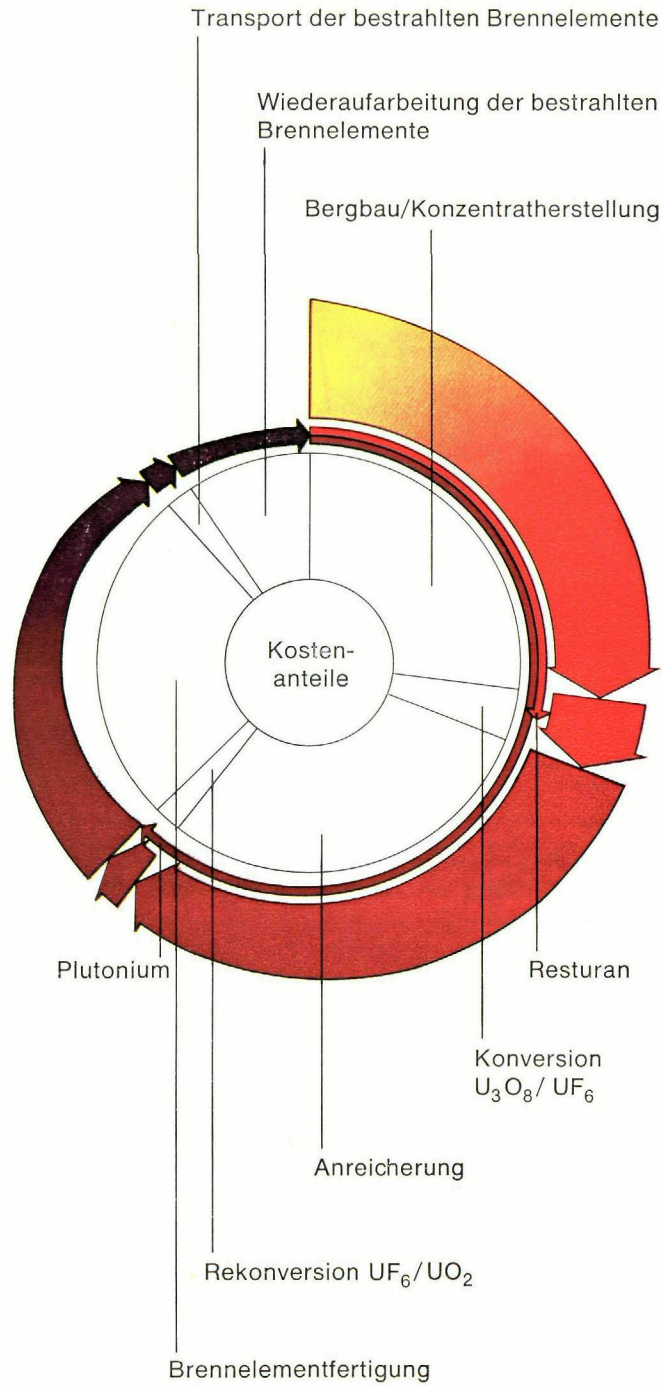


Abb. 26: Brennstoffkreislauf von LWR-Kraftwerken

mengen reichen z.B. für einen einjährigen Betrieb von 7500 MWe-LWR-Leistung. Langfristige Versorgungsfragen werden für die Einzelschritte des Brennstoffkreislaufs in den folgenden Abschnitten diskutiert.

<u>Offset No. 1</u> (1970)	:	Kauf von	104 t UF <sub>6</sub> mit	3,6 % Anreicherung
			52 t UF <sub>6</sub> mit	3,3 % Anreicherung
			72 t UF <sub>6</sub> mit	2,7 % Anreicherung
		Finanzvolumen:	54 Mio \$	
		Mindestbevorratungsdauer :	bis September 1978	
		Lagerungsort :	NUKEM, Wolfgang	
<u>Offset No. 2</u> (1971)		Kauf von Konversionsarbeit für	6,5 Mio \$	
		Kauf von Trennarbeit für	52 (+ 3) Mio \$	
		Durchführung der Konversion und Anreicherung:	ab 1979	

Legt man dem erwarteten Wachstum der Kernkraftwerkskapazität der BRD eine Schätzung der Umsätze der Brennstoffkreislauf-Industrie zugrunde, so ergibt sich die Bedeutung dieses Wirtschaftszweiges aus einem kumulierten Umsatz von ca. 6 Mrd DM bis 1980 [138].

Kernbrennstoffbevorratung innerhalb der Devisenausgleichsabkommen mit den USA

Tab. 33

Abb. 26 [139] zeigt graphisch die einzelnen Verfahrensschritte des Brennstoffkreislaufes eines LWR sowie ihre relativen Kostenanteile.

### VIII.1 Uranerzbergbau

Deutschland verfügt über keine nennenswerten Vorräte an abbauwürdigem Uranerz und ist somit von Importen abhängig. Die wichtigsten Uran produzierenden Länder sind USA, Kanada und Südafrika; größere Funde wurden kürzlich aus Australien gemeldet. Die Reserven sind also weit gestreut und liegen vornehmlich in politisch stabilen Ländern.

Stellt man die derzeit "reasonably assured" Uranreserven der Preisklassifizierung  $\leq 15$  \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> in Höhe von 2 Mio sh tn U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> (Tab. 34 [140]) aus kontinentalen Lagerstätten sowie mehr als 4 Mio sh tn U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> [141] aus dem Meerwasser dem voraussichtlichen kumulierten Uranbedarf bis zum Jahre 2000 in Höhe von 3 [142] [143] bis 5 [144] Mio sh tn U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> gegenüber, ist die mengenmäßige Versorgungssicherheit auch ohne Exploration neuer Lager-

Preisbereich	$\leq 10$ \$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>		10-15 \$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	
	Reasonably Assured Resources	Estimated Additional Resources	Reasonably Assured Resources	Estimated Additional Resources
USA	230	520	130	275
USA-Kuppelprodukte	70	-	15	-
Kanada	178	177	100	130
Südafrika (einschl. Kuppelprodukte)	230	11	50	27
Australien	100	5	7	5
Frankreich	35	19	7	12
Nigeria	20	29	10	10
Sonstige	49	45	296	67
Gesamt	912	806	615	526

Stand: Oktober 1971  
Quelle: ENEA/IAEO

Uranvorräte (10<sup>3</sup> t U)

Tab. 34

stätten bis in das nächste Jahrhundert gesichert.

Um die für die Kraftwirtschaft so entscheidende Wirtschaftlichkeit dieser Versorgung mit Natururan abzuschätzen, werden die Vorräte in Kategorien mit Produktionskosten bis 10, 10 bis 15 und über 15  $\$/\text{lb U}_3\text{O}_8$  eingeteilt. Die Vorratzsiffern geben leider nur ein sehr fragwürdiges Bild der echten Kostenstrukturen, denn die Produzenten melden der IAEO und OECD lediglich die nach marktscheiderischen Grundsätzen sicheren Vorräte und geben des öfteren nur den durchschnittlichen  $\text{U}_3\text{O}_8$ -Gehalt pro Tonne Erz an, der von der IAEO und OECD entsprechend den in Tab. 35 angegebenen Relationen in Produktionskosten transformiert wird [145]. Lediglich wo Produktionskostenangaben verfügbar sind, werden von diesem Schema

abweichende Einstufungen vorgenommen.

Wie wenig repräsentativ diese Relationen

sind, sei am Beispiel des schwedischen

Erzes gezeigt, das bei einem Durchschnitts-

gehalt von 0,031 % bereits mit einer

1500 jato  $\text{U}_3\text{O}_8$ -Anlage zu knapp über

10  $\$/\text{lb U}_3\text{O}_8$  produziert werden könnte.

In der 100000 t- $\text{U}_3\text{O}_8$ -Lagerstätte Rössing

(Südwestafrika) mit einem Erzgehalt von 0,045 % könnten mittels einer 5 000 jato

$\text{U}_3\text{O}_8$ -Anlage sogar Produktionskosten von wenig mehr als 7  $\$/\text{lb U}_3\text{O}_8$  erreicht

werden [145].

<u>Kategorie I</u>		
>2 lb $\text{U}_3\text{O}_8$ / sh tn Uranerz	→	<10 $\$/\text{lb U}_3\text{O}_8$
<u>Kategorie II</u>		
0,6 - 2,0 lb $\text{U}_3\text{O}_8$ / sh tn Uranerz	→	10 - 15 $\$/\text{lb U}_3\text{O}_8$
<u>Kategorie III</u>		
<0,6 lb $\text{U}_3\text{O}_8$ / sh tn Uranerz	→	>15 $\$/\text{lb U}_3\text{O}_8$

Produktionskosten - Klassifizierung  
der Uranvorräte

Tab. 35

Aus Gründen falscher Klassifizierung sowie zu vorsichtiger Angaben liegen nach Auffassung deutscher Uranerzbergbaugesellschaften [145] die derzeitigen sicheren Vorräte mit Produktionskosten unterhalb 10  $\$/\text{lb U}_3\text{O}_8$  6 - 700 000 sh tn  $\text{U}_3\text{O}_8$  höher als die offiziellen Angaben; nicht berücksichtigt sind dabei die staatlichen Stock-Piles, die in summa auf 70 - 80 000 sh tn  $\text{U}_3\text{O}_8$  [143] geschätzt werden.

Setzt man diese Vorräte in Relation zur zukünftigen Bedarfsentwicklung (Abb. 27, Abb. 28 [142] [143] [146] [147] [148] [149]), so reichen die offiziell ausgewiesenen Reserven der Kategorie I bis nach 1985; die nach Auffassung der Uranerzbergbaugesellschaften tatsächlich verfügbaren Reserven in Höhe von 1,8 - 1,9 Mio sh tn  $\text{U}_3\text{O}_8$  können die Kernkraftwerke sogar bis Anfang der 90er Jahre mit billigem Uran versorgen.



	\$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	Mittlere Schwankungsbreite	Derzeitig günstiger Wert
Prospektion + Development		0,5 - 0,6	0,5
<b>Betriebskosten</b>			
Abbau (Tagebau)	"	1 - 3	1,5
Abbau (Grube)	"	4 - 12	
Aufbereitung	"	1 - 2	1,2
Transportkosten (Yellow Cake)	"	0,1 - 0,2	0,1
<b>Kapitaldienst</b>			
	"	1,5 - 2,0	1,8
<b>Gesamtkosten vor Steuern</b>			
Ausdehnung der Prospektion	"		0,5
Gewinn	"		0,5
Steuern	"		0,5
Preis	"		6,6

Aufschlüsselung des Uranpreises

Tab. 36

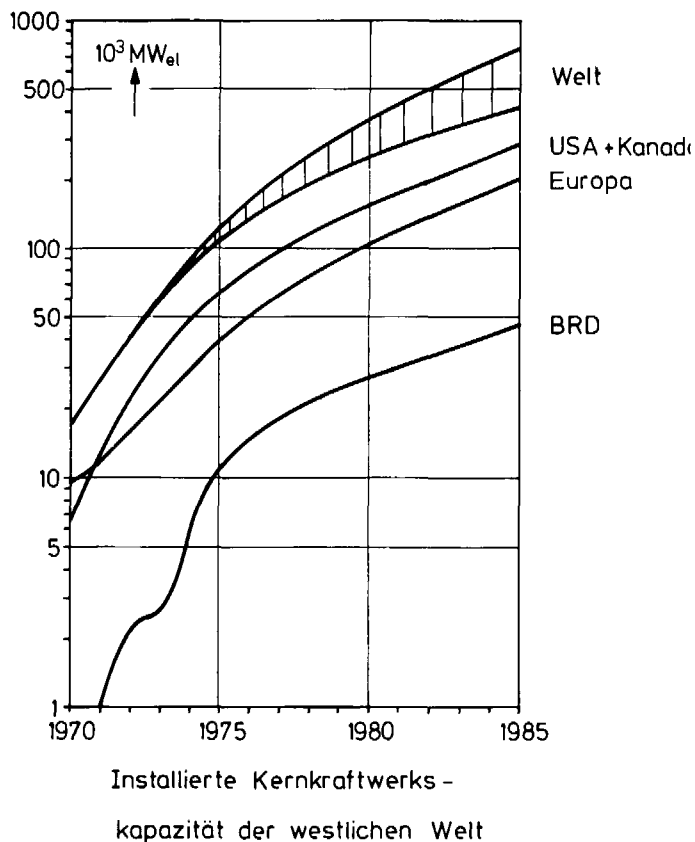
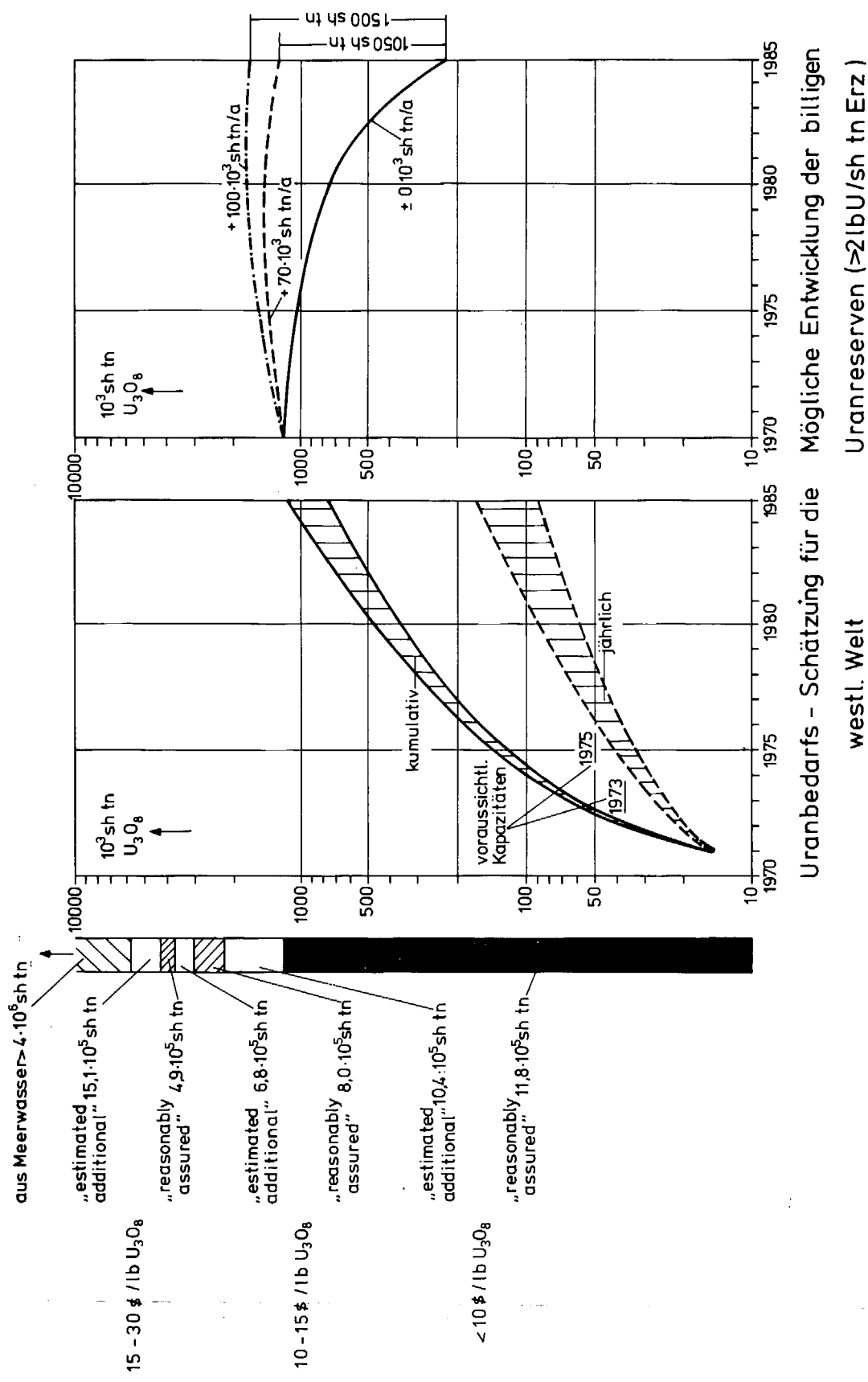


Abb. 27

Berücksichtigt man eine dynamische Reserveentwicklung, so rücken diese Erschöpfungspunkte billiger Uranvorräte noch weiter hinaus:

allein in den USA wurden 1970 52 000 t U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> zu Produktionskosten von < 8 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> nachgewiesen, was mehr als dem 3-fachen Weltbedarf entspricht. Selbst unter Berücksichtigung einer gewissen Anpassung der Explorations- und Erschließungsbohrungen an den Bedarf sowie einer Reduktion der Ausbeuten von derzeit 10 - 15 lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> / Bohrmeter auf 5 - 8 lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> / Bohrmeter, dürfte mit einem über die nächsten 15 Jahre gemittelten Aufschluß billiger Uranreserven in Höhe von mindestens 7 - 10 · 10<sup>4</sup> sh tn U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> / a gerechnet werden, wodurch sich die offiziell ausgewiesenen Uranreserven der Kategorie I trotz des schnell wachsenden Bedarfs bis 1985 sogar erhöhen würden (Abb. 28).

Das Hinauswandern des Erschöpfungspunktes billiger Uranreserven spiegelt sich in der erwarteten Preisentwicklung wider. Zwar wird der durch das krasse Mißverhältnis von Angebot und Nachfrage bedingte niedrige Konzentratspreis von 4,7 - 5,5 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> für kurzfristige Lieferungen nach pessimistischen Schätzungen bis 1980 bezogen auf den Geldwert von 1971 auf etwa 10 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> vorstoßen [144]. Sofern das Uranerz nicht als Kuppelprodukt (z.B. der Goldgewinnung in Südafrika) anfällt, stellen sich heute die Konzentratskosten wie in Tab. 36 aufgeschlüsselt. Bilanz und Kostenanalysen zeigen, daß im Durchschnitt aller USA-Anlagen die notwendigen Aufwendungen (Betriebskosten und Kapitaldienst) mit knapp 4 \$/lb U<sub>3</sub>O<sub>8</sub> noch wesentlich unter dem in Tab. 36 ausgewiesenen Wert liegen. Für das bei der Goldgewinnung in



Uranbedarfs - Schätzung für die westl. Welt  
 Mögliche Entwicklung der billigen Uranreserven ( $\geq 2$  lb  $U_3O_8$  / sh tn Erz)

Abb: 28

Südafrika anfallende Uran liegen die entsprechenden Kosten sogar bei nur 2,7 - 2,8  $\text{g/lb U}_3\text{O}_8$  [145].

Der Verbraucher kann seinen Uranbedarf entweder durch Einzelkäufe (spot purchase) oder durch Abschluß längerfristiger Lieferverträge decken. Während der Vorteil der kurzfristigen Einzelverträge darin besteht, evtl. Marktschwächen in Richtung günstigere Preise auszunutzen und in bezug auf die Abnahmemenge variabel zu sein, bietet der langfristige Liefervertrag eine garantierte Versorgung. Im letzteren Fall wird der Preis entweder jährlich neu ausgehandelt oder ist durch eine Preisgleitklausel fest vorgegeben. Meistbegünstigungsklauseln oder die vertraglich gesicherte Möglichkeit, auf billigere Konkurrenzangebote ausweichen zu können, garantieren i. a., daß auch bei langfristigen Verträgen marktgerechte Preise zu zahlen sind.

Derzeit werden von deutschen EVU vorzugsweise längerfristige Bedarfsmengenverträge über 5 - 14 Jahre mit nach Abrufungsterminen gestaffelten Festpreisen vereinbart. Für Auslieferungen um 1978 - 80 ergeben sich dabei Preise von 7,0 - 7,5  $\text{g/lb U}_3\text{O}_8$ , was einer jährlichen Preisleitung von ca. 3 % entspricht.

Das Bundesministerium für Bildung und Wissenschaft unterstützt die Prospektions-, Explorations- und Developmentaktivitäten deutscher Unternehmen (Uranengesellschaft mbH & Co KG, Frankfurt; Uran-Erzbergbaugesellschaft mbH & Co KG, Bonn; Konsortium Krupp/Saarbergwerke) im Ausland mit 75 %igen, bedingt rückzahlbaren Zuschüssen.

## VIII.2 Konzentratkonversion

Zur Herstellung des in LWR-Kraftwerken benötigten angereicherten Urans wird als Ausgangsmaterial zur Anreicherung gasförmiges Uranhexafluorid ( $\text{UF}_6$ ) benutzt, das als einzige bekannte Uranverbindung bereits bei 60°C gasförmig ist. Die Konversion  $\text{U}_3\text{O}_8 \rightarrow \text{UF}_6$  wird in einer Reihe von Lösungs-, Reinigungs- und Konversionsprozessen durchgeführt, die auf kontinuierlicher Basis arbeiten. Wie bei den meisten chemischen Prozessen ist die Wirtschaftlichkeit wesentlich durch Anlagengröße und -auslastung bestimmt. Konversionsanlagen mit einer Kapazität von 5000 t U/a kosten etwa 25 Mio  $\text{g}$  [150].

Da die meisten Reaktoren mit angereichertem Uran betrieben werden, entspricht der Konversionsbedarf weitgehend dem in Abb. 28 aufgezeigten Konzentrat-

bedarf. Wie Tab. 37 [151] zeigt, ist der Markt durch starke Überkapazitäten gekennzeichnet, die bisher deutsche Firmen davon abgehalten haben, eigene Konversionsanlagen zu errichten. Allerdings beabsichtigt Bayer Leverkusen, demnächst in Karlsruhe eine Pilotanlage zu errichten.

Land	Unternehmen	Standort der Anlage	Kapazität sh in $U_3O_8$ /a
USA	Allied Chemical Corp.	Metropolis, Ill.	16.500 <sup>*)</sup>
	Kerr-McGee Corp.	Sequoyah, Okla.	10.000
Kanada	Eldorado Nuclear Ltd.	Port Hope, Ont.	3.400 <sup>*)</sup>
England	British Nuclear Fuels Ltd.	Springfields	ca. 4.500
Frankreich	COMURHEX	Pierrelatte	4.900
<sup>*)</sup> teilweise noch im Bau			39.300

Konversionskapazität der westlichen Welt  
(Stand: Oktober 1971)

Tab. 37

Trotz dieser Überkapazität ist der Konversionspreis mit 1,0 - 1,2  $\$/lb$  U in den letzten Jahren stabil geblieben. Generell wird ein Mengenverlust von 0,5 % geltend gemacht. Gewichtsbestimmung, Probennahme und Analyse, Transport des  $UF_6$ -natur zur Anreicherungsanlage sowie die Bereitstellung der Behälter für die Lagerung des  $UF_6$ -natur wird i. a. vom Konvertor arrangiert und, sofern nicht bereits im Konversionspreis enthalten, mit etwa 0,03  $\$/lb$  U für Wiegen, Probennahme und Analyse sowie 0,02 - 0,04  $\$/lb$  U für Transport und Versicherung innerhalb der USA in Rechnung gestellt.

Konversionsverträge mit Festpreisen, gestaffelt nach Abrufterminen, lassen sich bis 1980 abschließen. Für Lieferungen in 1973 liegt der Konversionspreis bei 1,10  $\$/lb$  U (einschließlich Probennahme, Wiegen, Analyse und Transport des  $UF_6$ -natur zur USAEC). Die Preissteigerung liegt mit ca. 5  $\$/a$  höher als beim Konzentrat. Für Lieferungen nach 1980 lassen sich derzeit nur Gleitpreise mit einem Lohn- und Materialkostenanteil von jeweils 35 - 40 % vereinbaren. Für kurzfristige Lieferungen kann zukünftig mit steigender Auslastung der Konversionsanlagen ein leichtes Nachgeben der Preise (in konstanten Dollars) erwartet werden.

Zur Vermeidung der mit den Einzelverträgen über Urankonzentrat, Transport, Probennahme und Konversion verbundenen Aufwendungen und Risiken beauftragen EVU bevorzugt Mining-Firmen mit der Lieferung von  $UF_6$ -natur frei Anreicherungs-

anlage. Für Lieferungen in 1972/73 stellt sich dann der Preis zu 15,5 - 16,0  $\text{g/kg U}$  als  $\text{UF}_6$ . Der Aufbau eines Brennstofftauschdienstes könnte zukünftig die EVU bezüglich der Brennstoffbeschaffung noch flexibler machen.

Der derzeitige Kapazitätsüberhang sowie die schnelle Ausbaufähigkeit (Bauzeit = 2 a) lassen zukünftig Engpässe auf dem Konversionsgebiet nicht erwarten.

### VIII.3 Anreicherung

Die in den nächsten 15 Jahren in der BRD dominierenden Leichtwasserreaktoren benötigen auf 1,8 - 3,2 % U-235 angereichertes Uran, dessen großtechnische Herstellung bisher ausschließlich nach dem Gasdiffusionsverfahren erfolgt.

Sieht man einmal von dem französisch-russischen Urananreicherungsabkommen über ca. 250 000 kg TAE 11521 ab, so kann man derzeit auf kommerzieller Basis nur in den drei Gasdiffusionsanlagen der USAEC Uran anreichern lassen. Die in Tab.38 aufgeführten englischen und französischen Kapazitäten decken nur den derzeitigen militärischen bzw. Teile des zivilen Eigenbedarfs.

Land	Standort	Verfahren	Kapazität $10^6$ kg TAE/a					1975	1980
			1970	1972	1973	1974	1975		
USA	Oak Ridge	Diffusion	4,9	4,9	4,9				
	Paducah	Diffusion	7,3	7,3	7,3				
	Portsmouth	Diffusion	4,9	4,9	4,9				
			17,1	17,1	17,1	17,3 <sup>+) </sup>	18,1 <sup>+) </sup>	26,4 <sup>+) </sup>	
England	Capenhurst	Diffusion	0,4 <sup>+) </sup>	0,4 <sup>+) </sup>	0,4 <sup>+) </sup>	0,4 <sup>+) </sup>	0,4 <sup>+) </sup>		
	Capenhurst	Zentrifuge	-	-	0,015	0,04	0,04		
			0,4 <sup>+) </sup>	0,4 <sup>+) </sup>	0,415 <sup>+) </sup>	0,44 <sup>+) </sup>	0,44 <sup>+) </sup>		
Frankreich	Pierrelatte	Diffusion	0,4 <sup>+) ++)</sup>	0,4 <sup>+) ++)</sup>	0,4 <sup>+) </sup>	0,4 <sup>+) </sup>	0,4 <sup>+) </sup>		
Holland	Almelo	Zentrifuge	-	0,025	0,030	0,050	0,050		
			17,9 <sup>+) </sup>	17,9 <sup>+) </sup>	17,9 <sup>+) </sup>	18,4 <sup>+) </sup>	18,6 <sup>+) </sup>		

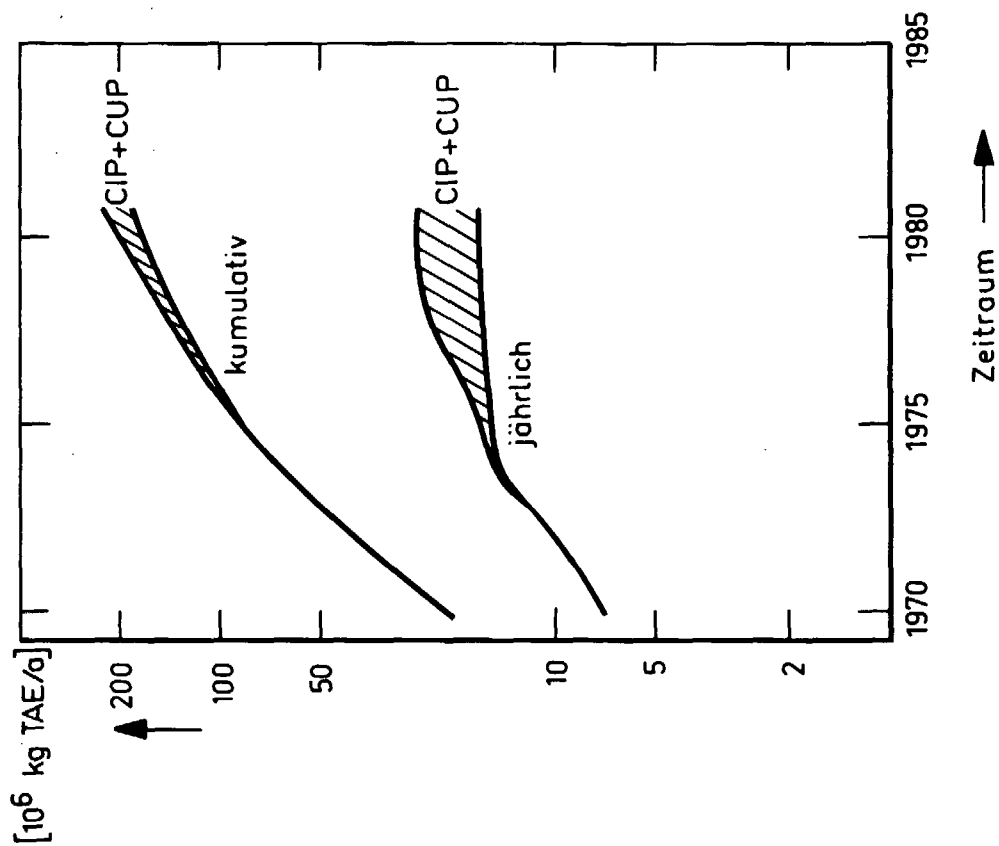
<sup>+)</sup>  Schätzwerte

<sup>++)</sup>  derzeit für zivilen Bedarf nicht verfügbar

Trennarbeitskapazitäten der westlichen Welt

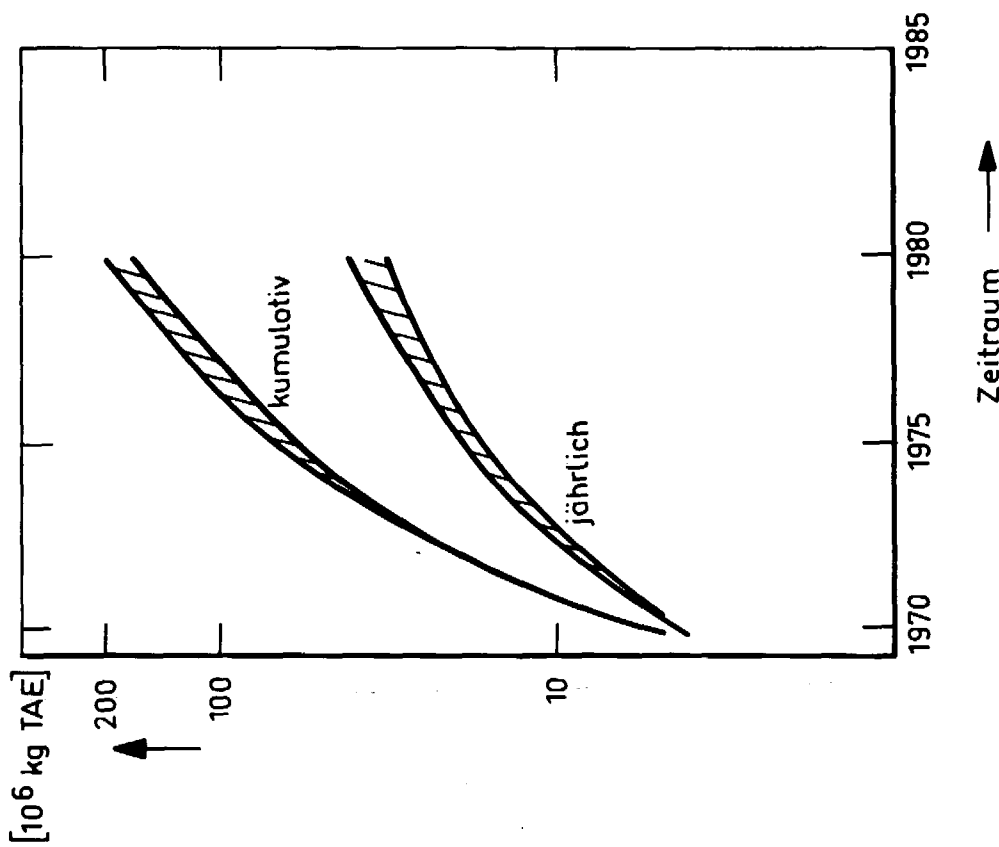
Tab. 38

In Abhängigkeit von der zugrundegelegten Abstreifungskonzentration (tails assay), dem Umfang der Plutoniumrezyklierung, dem Kernkraftwerkszubau und dessen Aufteilung auf verschiedene Reaktortypen sowie der Verbesserung der Neutronenökonomie ergeben



Geplante Trennarbeitsproduktion der USA

Abb. 30



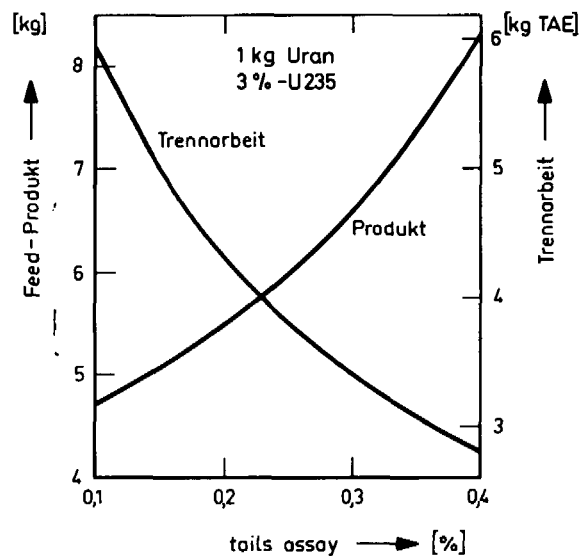
Geschätzter Trennarbeitsbedarf der westlichen Welt

Abb. 29

sich unterschiedliche Prognosen für die erwartete Entwicklung des Trennarbeitsbedarfs. Die Bandbreite neuerer Vorausschätzungen [147] [153] [154] [155] [156] [157] [158] ist in Abb. 29 und 30 der geplanten Produktion der USA [147] gegenübergestellt. Demnach kann unter Berücksichtigung der planmäßigen Durchführung des Cascade Improvement und Cascade Upgrading Program (CIP; CUP) die USAEC den Bedarf der westlichen Welt an Trennarbeit ohne Vorproduktion bis etwa 1975 und einschließlich der geplanten Vorproduktion [159] bis etwa 1979 [155] bereitstellen. Eine Anhebung des den Prognosen i. a. zugrunde gelegten tails assay von durchschnittlich 0,25 % auf den seit dem 1. Juli 1971 praktizierten Wert von 0,3 % würde den Trennarbeitsbedarf um 10 % (Abb. 31) erhöhen und den Bedarf an zusätzlicher Anreicherungs-kapazität um ca. 1 Jahr vorverlegen, während der Verzicht auf Pu-Rezyklierung einen jährlichen Mehrbedarf von 9 - 10 % [150] [153] [155] im Jahre 1980 bedeuten würde.

Die verschiedenen technologischen und industriepolitischen Möglichkeiten der Bereitstellung der gegen Ende dieses Jahrzehnts notwendigen zusätzlichen Trennarbeitskapazitäten sollen hier nicht diskutiert werden. Die versorgungstechnische Notwendigkeit sowie die ökonomische Bedeutung der Anreicherung innerhalb des Brennstoffkreislaufs der LWR unterstreichen die Relevanz der infolge der langen Bauzeit (4-7 a) solcher Anlagen bereits in den nächsten Jahren zu fallenden Entscheidungen.

Die USAEC hat ihre Versorgungspolitik für angereichertes Uran eindeutig auf das Lohnanreicherungsverfahren abgestellt: spätestens 90 d vor Anreicherung muß das "Feed"-Material in Form von  $UF_6$  vom Kunden angeliefert werden. Die Anreicherung erfolgt gegen Entrichtung einer Trennarbeitsgebühr, die von 26 \$/kg TAE zum 22.2.1971 auf 28,70 \$/kg TAE angehoben und, nach Beendigung des auf 90 Tage befristeten Preisstopps in den USA, zum 15. November 1971 auf 32 \$/kg TAE erhöht wurde. Im Preis eingeschlossen sind Nebenkosten für Gewichtsbestimmung und



Urskonzentrat u. Trennarbeitsbedarf als Funktion des tails assay

Abb. 31

Analyse des Eingangsmaterials sowie eventuelle Materialverluste. Der Kunde hat Anspruch auf das entsprechende abgereicherte UF<sub>6</sub>; macht er von dieser Option keinen Gebrauch, so geht das abgereicherte Material ohne zusätzliche Kosten in das Eigentum der USAEC über. Bezüglich der praktischen Vertragsabwicklung gibt es grundsätzlich zwei Möglichkeiten:

- "Requirement Contracts" mit bedarfsbezogenen Lieferungen von angereichertem Material bis zu einer vereinbarten Höchstgrenze;
- "Firm Quantities Contracts" mit genau definierten Lieferungen zu festgelegten Lieferterminen.

Die Verträge werden über einen Zeitraum von bis zu 30 a abgeschlossen. Die Bevorzugung langfristiger Verträge durch die EVU spiegelt sich in dem hohen Auftragsbestand der USAEC wider, der Ende Oktober 1971 463.213.777 \$ entsprechend 17.227.913 kg TAE betrug.

Die Trennarbeitspreisobergrenze unterliegt einer Preisgleitung, die an Strompreis und Arbeitslohn gekoppelt ist und mindestens 180 d vor Inkrafttreten im Federal Register bekanntgegeben werden muß (Tab. 39). Die einschlägige Industrie erwartet, daß die Trennarbeitskosten bis 1980 auf etwa 37 \$/kg TAE ansteigen werden [157].

$$C > 30$$
$$C = 5 \cdot \frac{L}{L_0} + 15 \frac{S}{S_0} + 10$$
$$C \approx 36 \text{ (August 1971)}$$

C = Trennarbeitspreisobergrenze der USAEC in \$/kg TAE

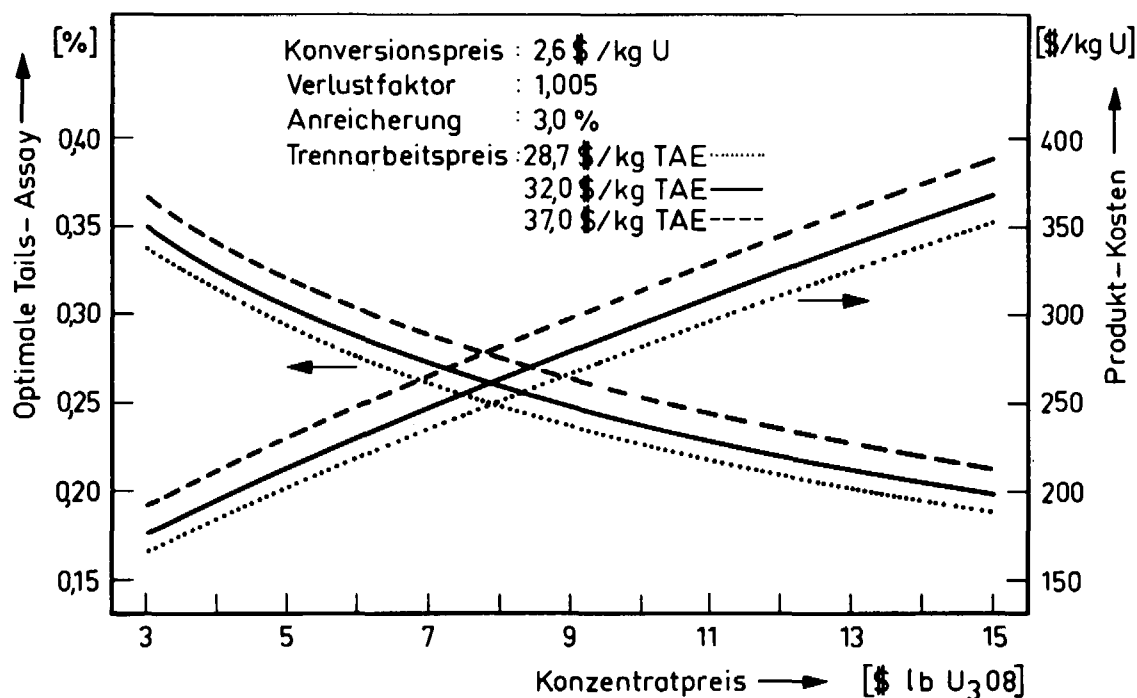
L = Lohnkosten in \$/h  
L<sub>0</sub> = 2,82 \$/h (1. Juli 1965)  
S = Mittlerer Strompreis in mills/kWh  
S<sub>0</sub> = 3,958 mills/kWh (1. Juli 1965)

Preisgleitung der USAEC-Trennarbeitspreisobergrenze

Die USAEC hat zum 1. Juli 1971 den tails assay auf 0,3 % angehoben. Bei Transaktionen mit Anreicherungskunden wird allerdings zumindest für die Finanzjahre 1972 und 1973 der bisherige Wert von 0,2 % weiterhin zugrunde liegen. Diese Regelung erlaubt der USAEC einen Abbau ihrer Stock-Piles bei gleichzeitig verbessertem Ertrag sowie eine Erhöhung der Produktion um mehr als 20 % bei gegebener Kapazitätsauslastung. Der 0,3 %ige Restbestand an U-235 kann später wieder in die Anlagen eingegeben werden, wenn dies infolge erhöhter Uranerzkonzentratpreise wirtschaftlich opportun ist. Aus Abb. 32 geht hervor, daß bei einem derzeitigen U<sub>3</sub>O<sub>8</sub>-Preis von 5,0 \$/lb das für den Kunden optimale tails assay bei 0,305 % liegen würde. Entsprechend den Empfehlungen der USAEC wird den Wirtschaftlichkeitsrechnungen in Kapitel IX ein provisorischer Wert von 0,25 % zugrunde gelegt.

Tab. 39





Optimale Verarmungskonzentration als Funktion  
des Konzentratpreises

Abb. 32

Für "Packing and Handling" des angereicherten  $UF_6$  erhebt die USAEC Gebühren, die zum 22. Juni 1971 wesentlich erhöht wurden. Für die Behältertypen 48 A (Fassungsvermögen: 21.030 lb  $UF_6$ ) und 48 F (Fassungsvermögen: 27.030 lb  $UF_6$ ) betragen die "Packing and Handling Charges" nunmehr 650 \$/Behälter gegenüber 430 \$/Behälter zuvor.

Wachsendes Interesse findet die Möglichkeit, Lohnanreicherung in der UdSSR durchführen zu lassen. Während die mit Frankreich kontraktierte Lohnanreicherung von etwa 250 000 TAE zu einem Preis von ca. 27 \$/kg TAE durchgeführt wird, kann die Rohstoffefuhr GmbH deutschen Interessenten derzeit keinen Preis nennen. Vorteile einer russischen Anreicherung könnten im Preis, in der Preisform und in dem frei wählbaren tails assay liegen. Das russische Angebot schließt die Konzentratkonversion ein und legt einen Gesamt mengenverlust von 2,5 % zugrunde. Derzeit werden die verschiedenen Einflüsse sowjetischer Lohnanreicherung auf den gesamten Brennstoffkreislauf geprüft. Insbesondere ist die Auswirkung einer Klausel in den Anreicherungsverträgen mit der USAEC zu berücksichtigen, daß dort angereichertes Material mit fremdem nicht gemischt werden darf.

### VIII.4 Transport

Für den Transport von Kernbrennstoffen hat sich inzwischen ein privatwirtschaftlicher Markt ausgebildet, der sich nach weltweit einheitlichen, von der IAEA aufgestellten "Regulations For The Safe Transport Of Radioaktive Materials" vollzieht.

Infolge der Radiotoxizität sowie der Restwärmeabgabe stellt der Transport bestrahlter Brennelemente die höchsten Anforderungen an den Behälter ("Typ B") [160] und verursacht die höchsten Kosten, die in Tab. 40 [161] für die einzelnen Transportschritte aufgegliedert sind.

Transportweg			Richtpreise <sup>+) (einschl. Versicherung)</sup>
Urankonzentrat	<u>Uranbergbaugesellschaft</u> → <u>Konversionsfirma</u>		
	Südafrika → USA		0,25 $\text{₰}/\text{kg U}$
	Südafrika → Europa		0,21 $\text{₰}/\text{kg U}$
	USA → USA		0,09 $\text{₰}/\text{kg U}$
	Kanada → USA		0,15 $\text{₰}/\text{kg U}$
Kanada → Europa		0,17 $\text{₰}/\text{kg U}$	
<u>Uranhexafluorid</u>	<u>Konversionsfirma</u> → <u>Anreicherungsunternehmen</u>		
	Europa → USA		0,65 $\text{₰}/\text{kg U}$
natürliche Anreicherung	USA → USA		0,07 $\text{₰}/\text{kg U}$
$\leq 4\%$ -ige Anreicherung	<u>Anreicherungsunternehmen</u> → <u>Brennelementhersteller</u>		
	USA → Europa		1,55 $\text{₰}/\text{kg U}$
<u>Brennelemente</u>	<u>Brennelementhersteller</u> → <u>Kraftwerk</u>		
	BRD → BRD		0,50 $\text{₰}/\text{kg U}$
abgebrannt; $\leq 1\%$ Restanreicherung	<u>Kraftwerk</u> → <u>Wiederaufarbeitungsanlage</u>		
BRD → Europa		7,00 $\text{₰}/\text{kg U}$	
<u>Uranynitrat</u>	<u>Wiederaufarbeitungsanlage</u> → <u>Uranynitratverarbeiter</u>		
	Europa → Europa		0,10 - 0,20 $\text{₰}/\text{kg U}$
$\leq 1\%$ Restanreicherung	Europa → USA		1,80 - 2,50 $\text{₰}/\text{kg U}$
<u>Plutoniumnitrat</u>	<u>Wiederaufarbeitungsanlage</u> → <u>Plutoniumverarbeiter</u>		
	Europa → Europa		120 - 190 $\text{₰}/\text{kg Pu}_{\text{spaltbar}}$
Mindestmenge: 20 kg/Transport	Europa → USA		230 - 300 $\text{₰}/\text{kg Pu}_{\text{spaltbar}}$
<u>Plutoniumoxid</u>	<u>Plutoniumverarbeiter</u> → <u>Brennelementhersteller</u>		
	BRD → BRD		0 - 10 $\text{₰}/\text{kg Pu}_{\text{spaltbar}}$
<u>Radioaktive Abfälle</u>	<u>Wiederaufarbeitungsanlage</u> → <u>Endlagerstätte</u>		
	Europa → Europa		2,00 $\text{₰}/\text{kg U}$

<sup>+) je nach spezifischen Gegebenheiten können die tatsächlich zu zahlenden Preise um bis zu  $\pm 25\%$  von den Richtpreisen abweichen</sup>

Transportkosten des LWR-Brennstoffkreislaufs

Tab. 40

## VIII.5 Brennelementherstellung

Innerhalb des Brennstoffkreislaufs von LWR ist die BE-Herstellung neben dem Transport der erste Teilbereich, der bereits heute auf kommerzieller, privatwirtschaftlicher Basis im Bereich schwarzer Zahlen zu handhaben ist. Während aus Gründen der praktischen Handhabung und Gewährleistung die EVU die Lieferung von nuklearem Dampferzeugersystem und Erstcore koppeln, hat sich für die Nachladungen ein freier Markt entwickelt, der lediglich Arbeiten aus Ländern außerhalb der europäischen Gemeinschaft dadurch benachteiligt, daß die Brennelementeinfuhr im Gegensatz zur Einfuhr unverarbeiteten Spaltstoffs mit einem Zoll von 10 % auf den Gesamtwert, d.h. etwa 40 % auf die Brennelementherstellung, belegt wird. Dieser Umstand wird amerikanische Brennelementhersteller dazu veranlassen, innerhalb der Gemeinschaft eigene Fabrikationsanlagen zu errichten, oder sich an europäischen Unternehmen zu beteiligen, deren Fertigungskapazitäten für Wasserelemente in Tab. 41 [153] [162] zusammengestellt sind.

Land	Firma	Ort	Fertigungskapazität 1971 tato
Frankreich	CERCA	Romans, Prone	100
Deutschland	KRT	Großwelzheim	180 <sup>+) )</sup>
Deutschland	RBG	Wolfgang	220 <sup>+) )</sup>
Italien	COREN	Saluggia	50
Schweden	ASEA-ATOM	Västeras	350
Großbritannien	UKAEA	Springfields	100
Belgien	MMN	Dessel	200
Gesamt			1260

<sup>+) )</sup> Ende 1971

<sup>+) )</sup> Im Chemieteil : 400 tato

Fertigungskapazität für Wasser-  
reaktorbrennstoff in Europa

Tab. 41

Erster Schritt der Brennelementherstellung für LWR ist die Konversion von  $UF_6$  zu sinterfähigem  $UO_2$  in einem kontinuierlichen Verarbeitungsverfahren. Während man hierzu in den USA hauptsächlich die Hydrolyse, Pyrolyse und anschließende Reduktion des  $U_3O_8$  mit  $H_2$  zu  $UO_2$  benutzt, liefert das bei der Nukem entwickelte Verfahren des Umsatzes von  $UF_6$  mit  $NH_3$ ,  $H_2O$  und  $CO_2$  zum Ammonuranylcarbonat und dessen nachfolgende Zersetzung zum  $U_3O_8$  sowie Teilreduktion zu einem etwas überstöchiometrischen  $UO_2$  sofort ein preßfähiges Pulver. Die Kosten der Rekonversion liegen heute bei 35 DM/kg U. Als nächster Fertigungsschritt schließt sich die Verarbeitung des  $UO_2$  zu Tabletten mittels hydraulischer oder mechanischer Pressen und

anschließende Sinterung in H<sub>2</sub> bei 1600°C an. Die Kosten der Pelletisierung betragen heute 25 - 30 DM/kg U. Es schließen sich Brennstabherstellung, Assemblierung und Prüfung an. Ein wesentlicher Teil der heutigen Brennelementfertigungskosten entfällt auf die Halbzuglieferungen, insbesondere Zirkaloy-Hüllrohre. Tab. 42 [162], in der die Kostenverteilung der Brennelementherstellung ohne Nebenkosten in Abhängigkeit vom Anlagendurchsatz aufgegliedert ist, zeigt, daß das Kapazitätsdekrement bei Anlagen von 500 jato Durchsatz und mehr schon relativ klein wird. Trotzdem erwartet man von mindestens 1000 jato durchsetzenden Anlagen in den USA noch einen wesentlichen Kostendruck.

Kostenbestandteile	100 jato U		250 jato U		500 jato U	
	DWR %	SWR %	DWR %	SWR %	DWR %	SWR %
Konversion	8,2	8,2	7,1	7,1	6,4	6,4
Pelletherstellung	11,8	9,6	10,4	8,6	8,6	7,1
Brennstabherstellung	16,1	13,6	14,3	12,1	12,9	10,7
Brennstabassemblierung	4,6	3,6	3,9	2,9	3,2	2,5
Kontrolle	9,3	7,1	8,2	6,4	7,1	5,4
Analyse, Abfallrückgewinnung, Verpackung	3,2	2,5	2,9	2,1	2,1	1,8
Hüllwerkstoff, Montageteile	46,8	30,4	42,5	27,6	37,9	25,7
	100,0	75,0	89,3	66,8	78,2	59,6

Kostenverteilung bei der Brennelementherstellung in Abhängigkeit vom Anlagendurchsatz

Tab. 42

	Gleitpreis <sup>+) DM/kg U</sup>	Abrechnungspreis <sup>++) DM/kg U</sup>	Abrechnungspreis <sup>++) DM/kg U</sup>
Lohnkostensteigerung		+ 7,0 % / a	+ 10 % / a
<u>Siedewasserreaktor</u>			
Erstkern	335	409	446
1. Nachladung	310	426	490
6. Nachladung	270		
<u>Druckwasserreaktor</u>			
Erstkern	410	501	546
1. Nachladung	370	508	585
6. Nachladung	310		

Preisgleitformel (Preisgleitung pro Rate)

$$P_i = P_{i0} (0,3 + 0,7 \frac{L_i}{L_0})$$

<sup>+) einsch. Nebenkosten für Behältermiete, Transport von UF<sub>6</sub>-angereichert und Transport der Brennelemente</sup>

<sup>++) zum Zeitpunkt der Kraftwerksübergabe bzw. der 1. Nachladung</sup>

Preisbasis: Oktober 1971

P<sub>i</sub> = Abrechnungspreis für die i-te Rate

P<sub>i0</sub> = Gleitpreis (Abschlußpreis im Oktober 1971) der i-ten Rate

L<sub>i</sub> = Ecklohn bei Abrechnung der i-ten Rate

L<sub>0</sub> = Ecklohn im Oktober 1971

Fertigungspreise für LWR-Brennelemente

Tab. 43

Aufträge zur Brennelementherstellung lassen sich derzeit in der BRD nur auf der Basis von Gleitpreisen plazieren. Tab. 43 zeigt im Oktober 1971 gültige Angebotspreise der KWU und die Entwicklung dieser Gleitpreise bis zur Inbetriebnahme des

Kraftwerks bzw. 1. Nachladung unter Berücksichtigung eines Lohnkostenanstiegs von 7 %/a sowie 10 %/a.

Abb. 33 [163] gibt die von der KWU erwartete Entwicklung der Brennelementherstellungspreise bis 1985 auf Preisbasis 1971 wieder.

Der erhebliche Kostendruck, die zunehmende Standardisierung und der Übergang zur Großserienfertigung zusammen mit einem allmählichen Abbau überspitzer Forderungen und Garantien (i.a. 2-3 % der Fabrikationskosten für jedes nicht erreichte Prozent Abbrand, aber nichtmehr als insgesamt 10 %

[150]) werden demnach die Fertigungs-

kosten von Wasserreaktorelementen bis Ende der 70er Jahre um ein Viertel senken.

Möglichkeiten eines Brennelement-Leasing, das durch Steuereinsparungen Finanzierungsvorteile bieten kann, werden derzeit zwischen Brennstoffkreislaufindustrie, Banken, EVU und Finanzbehörden diskutiert [171].

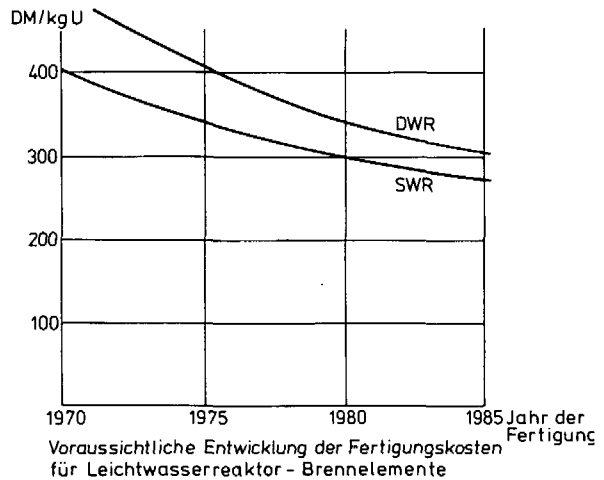


Abb. 33

### VIII.6 Wiederaufarbeitung

Nach Bestrahlung enthalten die Brennelemente von LWR Uran in nahezu natürlicher Anreicherung, 5 - 9 g Pu<sub>spalt.</sub>/kg U, weitere Aktinide (Tab. 44 [170]) sowie (nach 150 d Abklingzeit) einige tausend Curie an Spaltprodukten pro kg Brennstoff, die eine Nachwärme von 10 - 20 W/kg U, i.a. einige kW pro Brennelement, verursachen [163].

Einsatz Abbrand	SWR 2,56 % U-235 27,5 MWd/kg	DWR 3,3 % U-235 33 MWd/kg
von 1 kg U verbleibt im abgebrannten Brennstoff:		
U-238	953,0 g	945,0 g
U-236	3,3 g	1,2 g
U-235	6,2 g	8,6 g
Pu-239	4,0 g	5,3 g
Pu-240	2,1 g	2,4 g
Pu-241	0,9 g	1,2 g
Pu-242	0,4 g	0,4 g
andere Aktinide	0,4-0,7 g	0,5-0,7 g
Spaltprodukte	28,0 g	32,5 g

Spaltstoffinhalt abgebrannter Brennelemente

Tab. 44

Erster Schritt der Wiederaufarbeitung ist das Head End, bei dem mechanisch oder chemisch der Brennstoff freigelegt wird. Für die sich anschließende Wiederaufarbeitung sind bisher nur naßchemische Verfahren großtechnisch erprobt; hierbei

wird der Brennstoff in einer Säure gelöst und die Reinigung und Separierung durch Austauschreaktionen zwischen ineinander unlöslichen organischen und anorganischen Lösungen bewirkt. Das bekannteste und am häufigsten angewandte Verfahren ist der Purex-Prozeß, nach dem auch die bisher einzige Wiederaufarbeitungsanlage der BRD in Karlsruhe arbeitet. Die Endprodukte der Wiederaufarbeitung sind zumeist Uranyl- und Plutoniumnitrat, die in den Brennstoffkreislauf zurückgeführt werden.

Wengleich der europäische und amerikanische Wiederaufarbeitungsmarkt derzeit praktisch getrennt sind, ist hier eine Änderung in Zukunft durchaus möglich. Der innereuropäische Transport bestrahlter LWR-Brennelemente wird kommerziell zu Preisen von 5 - 9 \$/kg durchgeführt. Demgegenüber ist infolge großer

Land	Anlage	Kapazität 1971 t U/a
Belgien	Eurochemic	100
Deutschland	WAK	35 - 50
Großbritannien	Windscale	300
Italien	Eurex I	25
Gesamt		460 - 475

Europäische Wiederaufarbeitungs-  
kapazität für Oxidbrennstoff

Tab. 45

Kapazitätsüberhänge (Tab. 45 [162]) die Preisstellung für die Wiederaufarbeitung bei weitem nicht kostendeckend. Bei einer Ausbringungsgarantie von 98 %, Verbleib der Spaltprodukte und Aktinide zur Verfügung der Wiederaufarbeitungsanlage, Aufarbeitung von Uran und Plutonium bis zum Nitrat beträgt der Wiederaufarbeitungspreis in Europa derzeit etwa 28 \$/kg U und ist vornehmlich durch die Überkapazität der aus militärischer Anwendung voll abbeschriebenen Anlagen in Windscale bestimmt. Grobe Kostenschätzungen (Tab. 46 [80]) zeigen, daß selbst bei Vollastbetrieb von 300 t/a-

Anlagenauslastung	1 t / d 300 t/a	5 t / d 1500 t/a		
	100 % 300 t/a	20 % 300 t/a	50 % 750 t/a	100 % 1500 t/a
	\$/kg U	\$/kg U	\$/kg U	\$/kg U
Kapitaldienst (30 %/a)	40	75	30	15
Feste Betriebskosten	10	14	6	3
Veränderliche Betriebskosten	5	4	4	4
Wiederaufarbeitungskosten	55	93	40	22
Abgabebeschränkung für niedrig akt. Abfälle	1	1	1	1
Verfestigung hochaktiver Abfälle	2	2	2	2
Abfalltransport	2	2	2	2
Gesamtkosten	60	98	45	27

Kostenangaben zur Wiederaufarbeitung

Tab. 46

Anlagen (größte installierte Kapazität) mit Chop-Leach-Head-End, Tanklagerung hochradioaktiver Abfälle und Abgabe niedrig aktiver Wastes an die Umgebung die Aufarbeitungskosten etwa doppelt so hoch sind wie der derzeitige Marktpreis. Für die Zukunft wird die Verfestigung der hochaktiven Abfälle und unterirdische Lagerung in Salzkavernen angestrebt. Diese Endlagerung gilt als sicherer gegenüber der Tanklagerung, erfordert aber zusätzliche Aufwendungen von etwa 2  $\text{§}/\text{kg U}$  für die Verfestigung der hochaktiven Abfälle und 1 - 2  $\text{§}/\text{kg U}$  für den Transport, wobei die Kosten für die unterirdischen Kavernen noch nicht berücksichtigt sind. Bereits jetzt fallen in der BRD jährlich ca. 1000 m<sup>3</sup> eingeeingter schwachaktiver Abfälle an. Allein das Salzbergwerk Asse wird nach dem weiteren Ausbau verschiedener technischer Einrichtungen in der Lage sein, alle bis etwa zum Jahre 2000 in der BRD anfallenden radioaktiven Abfälle aufzunehmen [165].

Aus einem 1000 MWe-LWR werden jährlich 30 - 35 t U entladen. Der Markt für Wiederaufarbeitung von Oxidbrennstoff in Europa betrug 1970 mit 60 t knapp 15 % der verfügbaren Kapazität. Die in Cap de la Hague und Windscale teils verfügbaren, teils mit geringem Investitionsaufwand bereitzustellenden Kapazitäten können die Versorgung von Westeuropa in den nächsten 10 Jahren (1980 : 1200 - 1500 t U) sicherstellen [153] [158].

Die unkoordinierte und subventionierte Expansion der Wiederaufarbeitungskapazität in Europa zögert den Aufbau einer lebensfähigen europäischen Wiederaufarbeitungsindustrie hinaus. Die wirtschaftliche Notwendigkeit großer (1500 t/a) und hoch ausgelasteter Wiederaufarbeitungsanlagen (Tab. 46) macht eine internationale Zusammenarbeit notwendig. Überdies könnte eine Koordination unter den europäischen Betreibern wirtschaftliche Vorteile bieten, zumal die Dispositionen abgestimmt werden könnten, die zur Wiederaufarbeitung größerer Chargen mit etwa einheitlicher Zusammensetzung und damit zu Ersparnissen an Umstellungskosten der Anlage führen [166].

#### VIII.7 Wiederaufarbeitungsprodukte

Die Wiederaufarbeitung des Brennstoffs rechtfertigt sich, wenn der Uran- und Plutoniumerlös größer als die Wiederaufarbeitungskosten sind. Bei der gebräuchlichen Wiederaufarbeitung nach dem Purex-Verfahren fallen Uran und Plutonium als Nitrat an. Da die Weiterverwendung des Urans in einem anderen, dieser Anreicherung ange-

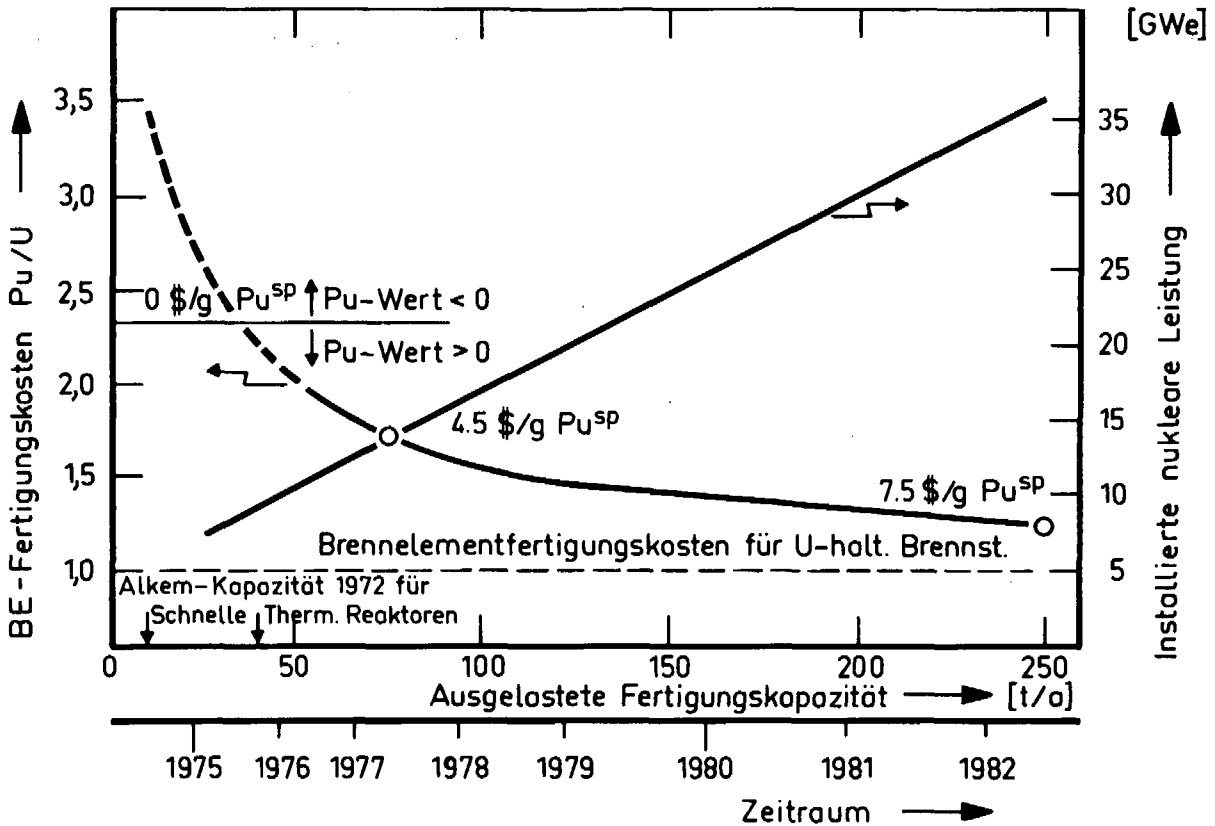
paßten Reaktor, praktisch nicht in Frage kommt, wird in Zukunft für LWR der Normalfall in einer Konversion zu  $UF_6$  und anschließenden Wiederanreicherung bestehen, was rentabler als Mischen mit höher angereichertem Uran ist [167]. Unter Zugrundelegung der in Tab. 44 aufgeführten Isotopenzusammensetzung und eines Konversionspreises ( $UNH \rightarrow UF_6$ ) von  $5,6 \text{ \$/kg U}$  ergibt sich eine Uranyl Nitratvergütung von  $6,3 \text{ \$/kg U}$  für den SWR und  $21,6 \text{ \$/kg U}$  für den DWR, wenn man das  $UF_6$  wie entsprechend angereichertes ( $32 \text{ \$/kg TAE}$ ), frisches Uran ( $15,8 \text{ \$/kg U}$  als  $UF_6$ -natur) bewertet. Bei derzeit geringen Plutoniumerlösen lohnt sich heutzutage die Wiederaufarbeitung von LWR-Elementen kaum. Lediglich die Tatsache, daß bei Verzicht auf Wiederaufarbeitung erhebliche Kosten für die Lagerung der abgebrannten, hochradioaktiven Brennelemente anfallen würden, lassen auch heute zumindest die Wiederaufarbeitung von DWR-Brennelementen sinnvoll erscheinen.

Infolge geringer wiederaufgearbeiteter Uranmengen hat sich bisher in den USA und Europa kein Markt für Rekonversion von Uran und Plutonium gebildet, die vorläufig nur von staatlichen Organisationen oder solchen mit großem staatlichen Einfluß durchgeführt wird. Mit wachsendem Bedarf wird sich die Privatindustrie in diesen Schritt des Brennstoffkreislaufs einschalten. Es wird erwartet, daß dann die Rekonversionspreise von  $5,6 \text{ \$/kg U}$  bzw.  $0,8 - 1,0 \text{ \$/g Pu}_{\text{spalt.}}$  beträchtlich sinken werden (auf heutiger Preisbasis).

Das bei der Wiederaufarbeitung anfallende Plutonium kann zwecks späterer Verwendung in Schnellbrütern gelagert oder in LWR rezykliert werden. Die Verpflichtung der USAEC, spaltbares Plutonium als Nitrat, Dioxid oder Metall zum Preise von  $9,28 \text{ \$/g Pu}_{\text{spalt.}}$  zurückzukaufen, ist Ende 1970 ausgelaufen.

Bei Rückführung in LWR hat spaltbares Plutonium im Vergleich mit Uran-235 ein neutronenphysikalisches Wirkungsäquivalent von etwa 0,95. Der sich daraus allein aufgrund der kernphysikalischen Eigenschaften ergebende Nutzwert des Plutoniums in LWR wird durch Fabrikationsmehrkosten Plutonium-haltiger Brennelemente geschmälert. Die Mehrkosten sind durch Handlungspönanalen infolge der Toxizität, zusätzlichen Rechenaufwand für veränderte Core-Auslegung und das insgesamt etwas erhöhte Spaltstoffinventar bedingt. Abb. 34 [168] zeigt eine Schätzung der mit wachsendem Durchsatz fallenden Fabrikationsmehrkosten und des sich daraus ergebenden Pu-Wertes bei Rückführung in LWR.





Brennelementfertigungskosten für Pu-haltigen Brennstoff relativ zu U-haltigem Brennstoff als Funktion der Fertigungskapazität

Abb. 34

Als Alternative zur Rezyklierung besteht die Möglichkeit, das Plutonium vorzugsweise als Nitrat (weil es in dieser Form leichter homogenisiert und vom  $\gamma$ -aktiven Americium-241, dem Zerfallsprodukt des Pu-241, abgetrennt werden kann) bis zur späteren Verwendung in Schnellbrütern zu lagern, wo mit etwa 15  $\text{¢}/\text{g Pu}_{\text{spalt}}$  [162] ein wesentlich günstigerer Äquivalentwert erzielbar sein wird. Kapitalverzinsung und Lagerungskosten mindern allerdings beträchtlich den derzeit bei der Wiederaufarbeitung in Rechnung zu stellenden Pu-Erlös. Bei 10-jähriger Lagerungszeit beträgt allein die Kapitalverzinsung mehr als der anfängliche Nutzwert. Über Pu-Lagerungskosten liegen keine zuverlässigen Angaben vor. Aus früheren Angeboten der Atomic Space and Development Authority (ASDA) in New York ergeben sich für eine 10-jährige Lagerung von Plutonium als Nitrat Kosten in Höhe von 2,5  $\text{¢}/\text{g Pu}_{\text{spalt}}$ .

Mit Ausnahme von Einzelfällen werden Spaltprodukte und Aktinidenelemente bei der Wiederaufarbeitung bestrahlter Brennstoffe aus Leistungsreaktoren noch nicht zurückgewonnen. Ein einheitlicher Markt für diese Elemente besteht noch nicht und eine Abschätzung der Preisentwicklung ist gegenwärtig nicht möglich. Prognosen,

daß die wirtschaftliche Verwendung von Spaltprodukten und Aktiniden die Stromerzeugungskosten bis zu 6 % [169] senken, erscheinen optimistisch und verfrüht.

IX. Brennstoffkreislaufkosten

Im folgenden werden Ergebnisse von Brennstoffkreislaufkostenrechnungen wiedergegeben, die von der KFA in Zusammenarbeit mit der Kraftwerk Union durchgeführt wurden. Dabei wurde die Barwertmethode unter Berücksichtigung von Erstkern, Einlaufphase, Gleichgewichtsphase und Letzt kern für SWR und DWR der 1200-1300 MWe-Klasse zugrundegelegt. Der Aktualisierung der Erstkern- und Nachladungskosten auf die Inbetriebnahme des Kraftwerks bzw. den Einsatzzeitpunkt der Nachladung wurden die in Tab. 47 und T b. 48 zusammengestellten Terminpläne zugrunde gelegt. Die Grundannahmen der Kostenrechnung sind aus Tab. 49 und Tab. 55 zu entnehmen, während in Tab. 50 die spezifischen Preise der einzelnen Schritte des Brennstoffkreislaufs zusammengestellt sind. Die Angaben in Tab. 50 sind am Beispiel ausgewählter Vertragspartner zusammengestellte repräsentative Werte aus Informationen der EVU bzw. Brennstoffkreislaufindustrie und beziehen sich auf Preisbasis Oktober 1971, um eine Vergleichbarkeit mit den fossilen Brennstoffkosten zu gewährleisten. Lediglich der Uranpreis gilt für Lieferungen in 1973/74. Berücksichtigt man die Preisgleitung für die Brennelementfertigungskosten (Tab. 43), würden sich bei einer Lohnkostensteigerung von 7 %/a die Brennstoffkreislaufkosten um 0,046 Pf/kWh bei 6500 Vollastbenutzungsstunden pro Jahr erhöhen. Während Abb. 35 die Struktur der Brennstoffkreislaufkosten für 6500 h/a zeigt, geht aus Tab. 51 [163][168] deren Beeinflussung durch Preisänderungen hervor.

	Leichtwasserreaktor-kraftwerk	
Thermische Leistung DWR	3733	MWh
SWR	3690	MWh
Elektrische Nettoleistung DWR	1250	MWe
SWR	1250	MWe
Steuern auf den jeweiligen Wert des im Brennstoff gebundenen Kapitals	4,65	%/a
Mehrbedarfsfaktor bei der Konzentratkonversion	0,015	
Mehrbedarfsfaktor bei der Brennelementfabrikation	0,020	
Verlustfaktor bei der Wiederaufarbeitung	0,015	
Verlustfaktor bei der Rekonversion von UNH	0,010	
Vollverzinsungszeit für die Brennstoffkosten		
Erstkern	20	Monate
Nachladungen	11	Monate
Vollverzinsungszeit für die Fabrikationskosten		
Erstkern	15	Monate
Nachladungen	6	Monate
Vollverzinsungszeit für die Wiederaufarbeitungskosten	9	Monate
Vollverzinsungszeit für die Rekonversionskosten von UNH	10	Monate
Vollverzinsungszeit für die Vergütung der Wiederaufarbeitungsprodukte	12	Monate
Dollar-Kurs	3,40	DM/\$

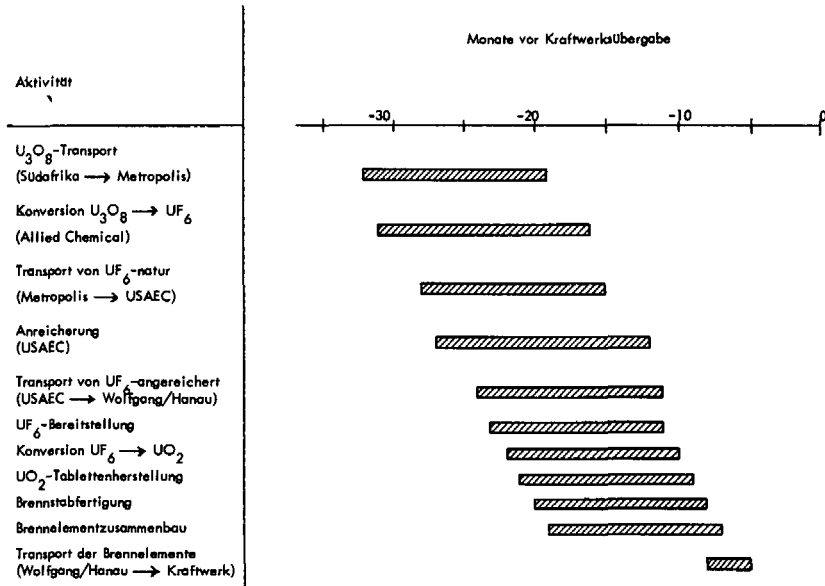
Grundannahmen zur Brennstoffkreislaufkostenrechnung  
(Stand: Oktober 1971)

Tab. 49

Parameter	Änderung der Brennstoffkreislaufkosten bei einer Änderung des Parameters um 20 %
Natururanpreis	6 %
Trennarbeitspreis	8 %
Brennelementherstellungspreis	6 %
Plutoniumwert	1 %

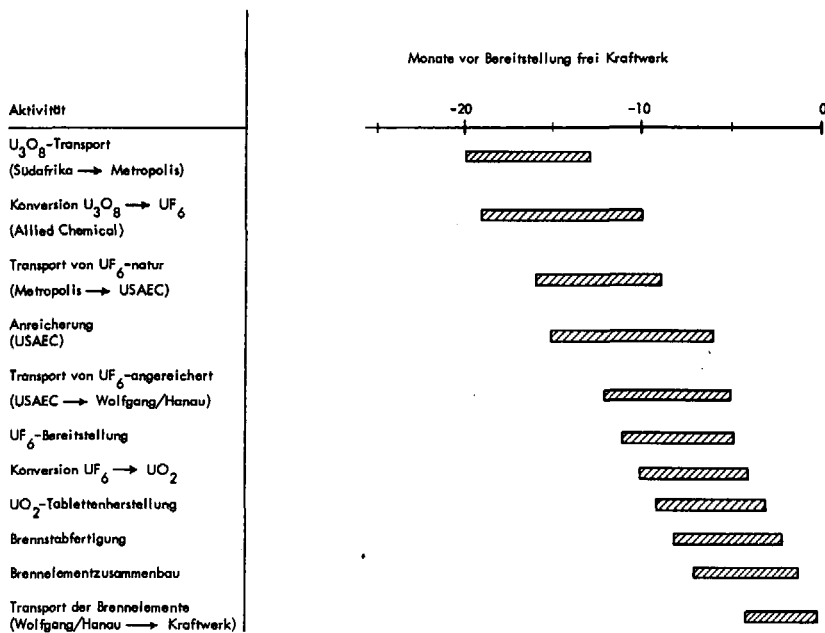
Einfluß von Preisänderungen auf die Brennstoffkreislaufkosten von Leichtwasserreaktoren

Tab. 51



Terminplan für die Erstausstattung eines Druckwasserreaktors

Tab. 47



Terminplan für die Brennelementnachladung eines Druckwasser-Reaktors

Tab. 48

Aktivitäten des Brennstoffkreislaufs von Leichtwasserreaktoren	Vertragspartner	Spezifischer Preis (Preisbasis: Oktober 1971)
<b>1. Urankonzentrat</b>		
1.1 Kauf des Natururans hier: fob Durban (Südafrika)	Nuclear Fuel Corp., Suurebekom (Transvaal)	5,00 \$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>
1.2 Transport zur Konversionsanlage hier: Durban → Metropolis (USA)		0,25 \$/kg U
<b>2. Konzentratkonversion</b>		
2.1 Wiegen, Probenahme, Analyse	Lucius Pitkin Inc., Metropolis, USA	0,03 \$/lb U (56,30 \$/Faß)
2.2 Konversion U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> → UF <sub>6</sub>	Allied Chemical Corp., Metropolis (USA)	1,07 \$/lb U
2.3 Transport zur Anreicherungsanlage hier: Metropolis → USAEC		0,03 \$/lb U
		15,74 \$/kg U als UF <sub>6</sub>
<b>3. Anreicherung</b>		
3.1 Anreicherung (incl. Wiegen, Probenahme, Analyse etc.)	USAEC, Washington (USA)	32,00 \$/kg TAE
3.2 Verpackung und Handhabung	USAEC, Washington (USA)	0,07 \$/kg U (650,00 \$/Behälter)
<b>4. Brennelementherstellung</b>		
4.1 Transport zum Brennelementhersteller hier: USAEC → Wolfgang/Großwelzheim	Transnuklear, Wolfgang (BRD)	1,55 \$/kg U
4.2 Konversion UF <sub>6</sub> → UO <sub>2</sub>	RBG, Wolfgang (BRD) KRT, Großwelzheim (BRD)	10,00 \$/kg U
4.3 Brennelementherstellung	RBG, Wolfgang (BRD) KRT, Großwelzheim (BRD)	
4.3.1 Erstkern		335 DM/kg U
SWR		410 DM/kg U
DWR		
4.3.2 Erste Nachladung		310 DM/kg U
SWR		370 DM/kg U
DWR		
4.3.3 Sechste Nachladung		270 DM/kg U
SWR		310 DM/kg U
DWR		
4.4 Transport zum Kraftwerk hier: Wolfgang/Großwelzheim → Kraftwerk		
<b>5. Wiederaufarbeitung</b>		
5.1 Transport zur Wiederaufarbeitungsanlage hier: Kraftwerk → Mol (Belgien)	Transnuklear, Wolfgang (BRD)	25,00 DM/kg U
5.2 Wiederaufarbeitung	Eurochemic, Mol (Belgien)	28,00 \$/kg U
5.3 Konversion UNH → UF <sub>4</sub>	Société de Fluoration de l'Uranium, Mol (Belgien)	3,00 \$/kg U
5.4 Konversion UF <sub>4</sub> → UF <sub>6</sub>	COMURHEX, Pierrelatte (Frankreich)	2,60 \$/kg U
5.5 UF <sub>6</sub> -Erlös		wie entsprechend angereichertes UF <sub>6</sub>
5.6 Pu-Erlös		5,00 \$/g Pu <sub>spaltb.</sub>

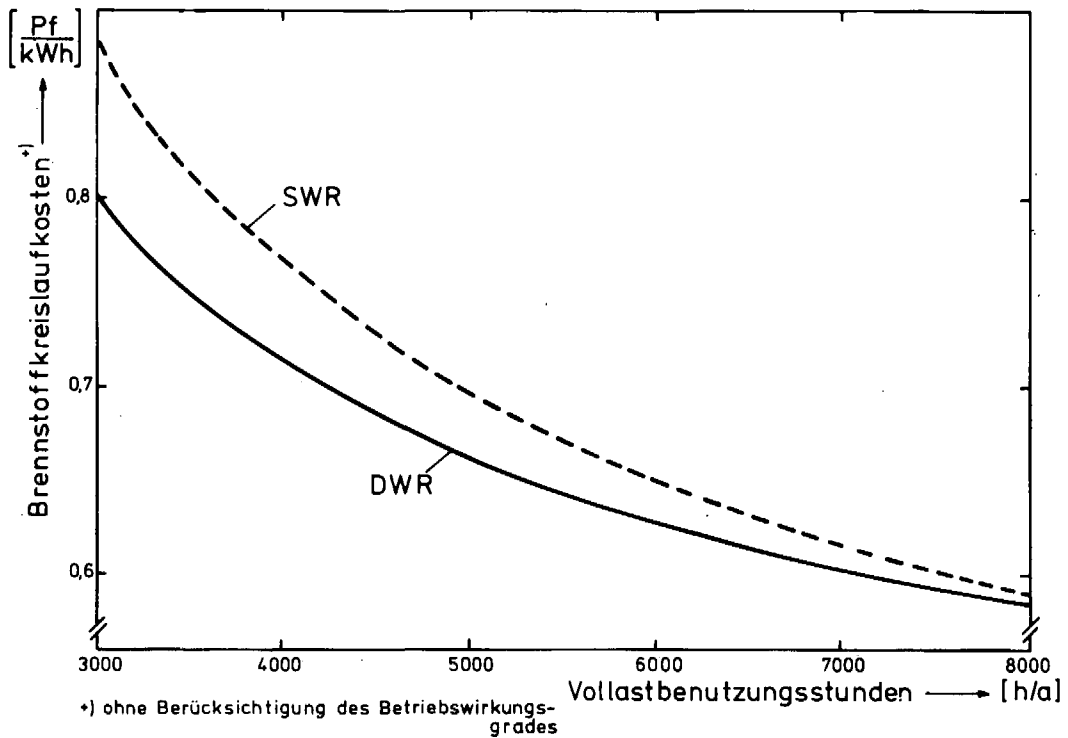
Spezifische Preise des Brennstoffkreislaufs

Druckwasserreaktor			Siedewasserreaktor	
8,2	4,0	Dienstleistungskosten <sup>*)</sup>	8,9	4,6
22,2	10,9	Brennelement-fabrikationskosten	20,8	10,6
23,1	11,3	Anreicherungskosten	25,2	12,9
30,7	15,1	Natururankosten (einschl. Konversion)	20,6	10,6
26,1	12,8	Festkosten (Kapitalverzinsung und Steuern)	34,4	17,6
4,1	2,0	Vergütung für Resturan	4,3	2,2
6,2	3,0	Vergütung für Plutonium	5,6	2,9
% Mio DM/a			% Mio DM/a	

<sup>\*)</sup> Transporte, Wiederaufarbeitung, Rekonversion UNH → U<sub>F</sub>

Struktur der Brennstoffkreislaufkosten  
für Leichtwasserreaktoren von ca. 1250MW<sub>e</sub>

Abb. 35



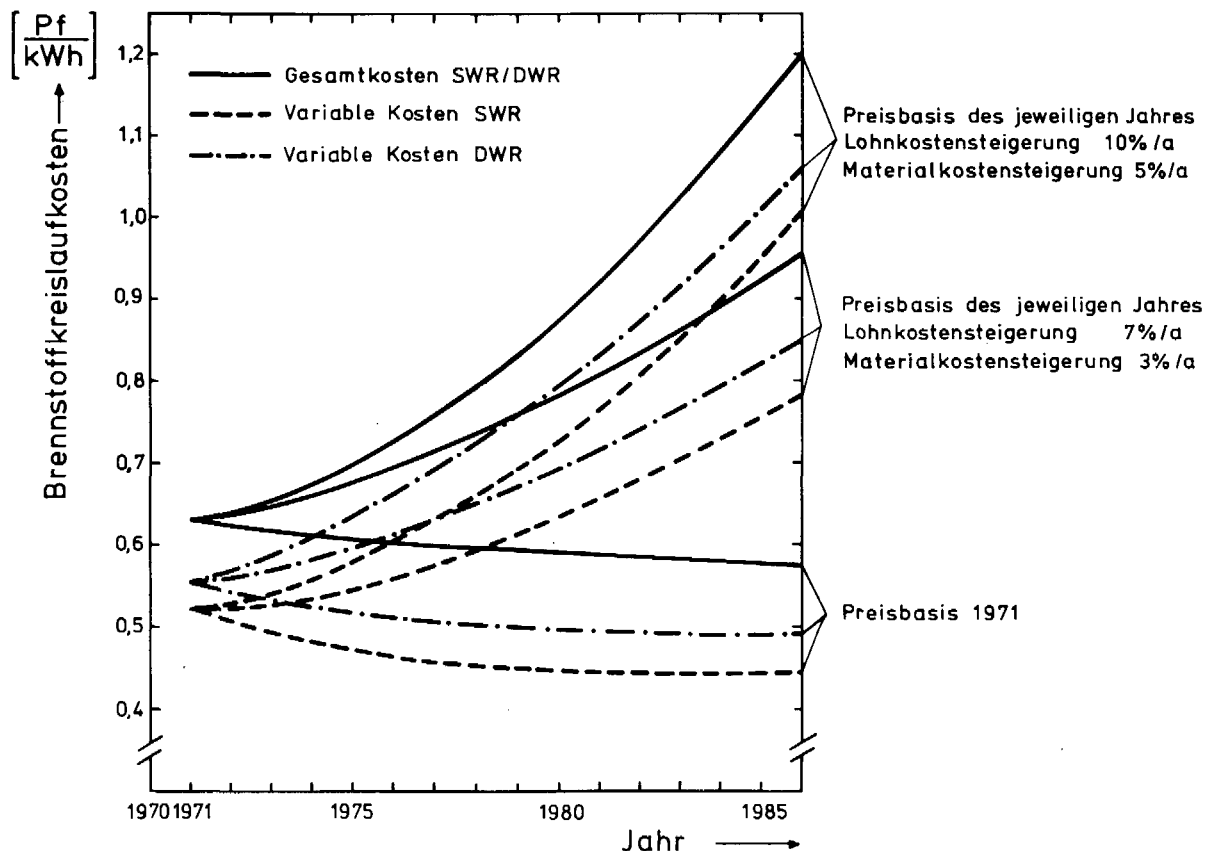
<sup>\*)</sup> ohne Berücksichtigung des Betriebswirkungsgrades

Brennstoffkreislaufkosten für  
Leichtwasserreaktor-Kraftwerke

Abb. 36

Bei den in Abb. 36 als Funktion der Vollastbenutzungsstundenzahl dargestellten Brennstoffkreislaufkosten wurde der Betriebswirkungsgrad des Kraftwerks nicht berücksichtigt. Beschränkt man sich nur auf die Gleichgewichtsphase, so erhält man die "extrapolierten Brennstoffkreislaufkosten", die für DWR bei 6500 h/a um ca. 0,05 Pf/kWh niedriger liegen.

In Abb. 37 ist ein Versuch unternommen, die voraussichtliche Entwicklung der Brennstoffkreislaufkosten von LWR in den nächsten 14 Jahren abzuschätzen. Um der Kostenermittlung den Charakter der Zeitpunktbezogenheit zu erhalten, wurde von einer im Betrieb befindlichen Anlage ausgegangen und nur die Gleichgewichtsphase berücksichtigt. Auf konstanten Geldwert bezogen vermindern sich die Brennstoffkreislaufkosten bis 1985 geringfügig. Hier werden nichtinflationsbedingte Preissteigerungen des Urankonzentrats durch technischen Fortschritt vornehmlich in der Brennelementfertigung leicht überkompensiert. Die Geldentwertung wurde dadurch berücksichtigt, daß man über Preisleitungsformeln die Kosten der einzelnen Schritte des Brennstoffkreislaufs mit einer Lohn- und Materialkostensteigerung von 7 %/a bzw. 3 %/a hoch-



Voraussichtliche Entwicklung der Brennstoffkreislaufkosten von Leichtwasserreaktoren

Abb. 37

rechnete. Für 6500 Vollastbenutzungsstunden werden demnach die Brennstoffkreislaufkosten im Jahre 1985 etwa 0,95 Pf/kWh betragen, was einer mittleren Steigerungsrate von 2,8 %/a entspricht. Alternativ wurde mit einer Lohn- und Materialkostensteigerung von 10 %/a bzw. 5 %/a gerechnet, woraus sich 1,20 Pf /kWh für 1985 ergab, was einer mittleren Steigerungsrate von 4,4 %/a entspricht.



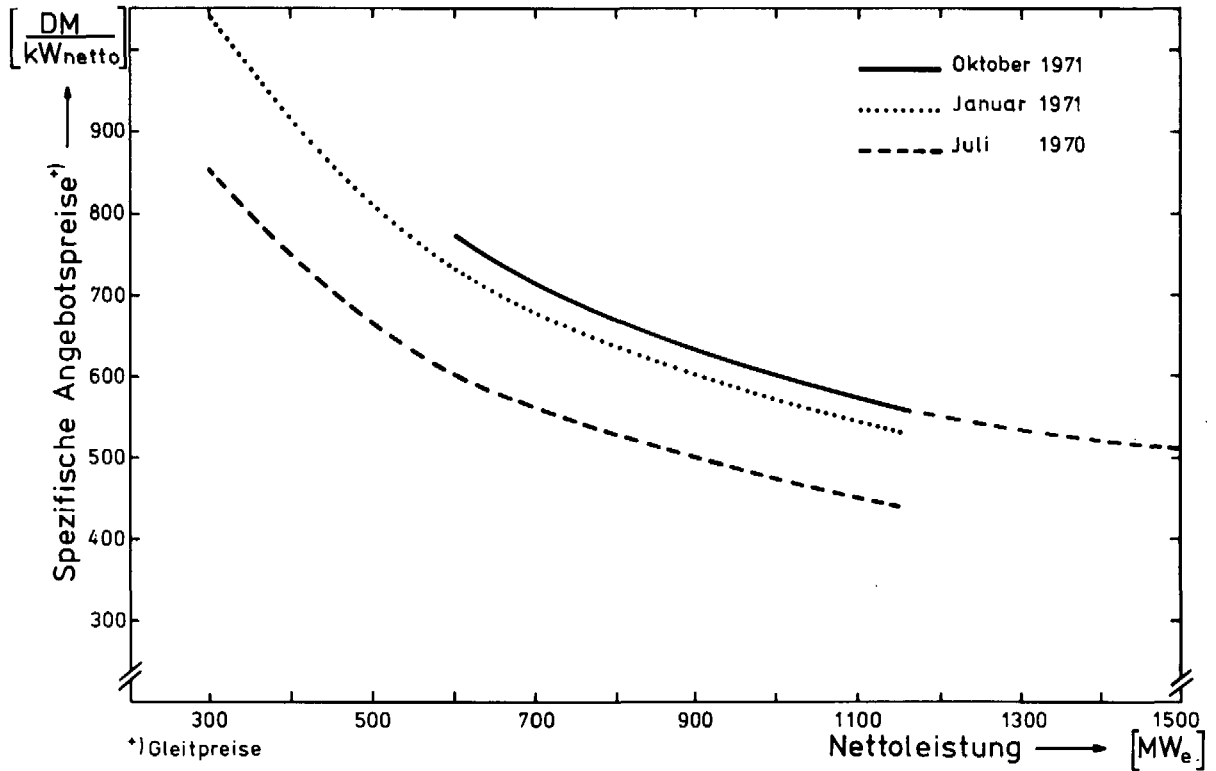
X. Stromerzeugungskosten

X.1 Anlagekosten

Abb. 38 [7] zeigt die Entwicklung der spezifischen Anlagekosten von LWR-Kraftwerken seit Juli 1970. Ebenso wie in Tab. 52 sind unter den Anlagekosten die Gleitpreise oder Abschlußpreise (Preisbasis: Oktober 1971) für schlüsselfertige LWR-Kraftwerke mit Frischwasserkühlung einschließlich Kühlwasserversorgung (Pumpenhaus, Ein- und Auslaufbauwerke), Maschinentrafos und alle sonstigen Anlagen innerhalb des Kraftwerkszauns zu verstehen. Nicht eingeschlossen sind Preiseskalation, Bauzinsen sowie bauherrnseitige Aufwendungen. Je nach örtlichen Gegebenheiten (Zubau, Bau auf der grünen Wiese, Erdbebensicherheit, Entfernung vom Fluß etc.) und Ausstattung variieren die spezifischen Anlagekosten um bis zu 30 DM/kW<sub>netto</sub>. Die in Tab. 52 ausgewiesenen Zahlen beziehen sich auf den Zubau eines Blocks zu einem bereits vorhandenen Kraftwerk, wobei Einsparungen durch Anlagenduplikation nicht geltend gemacht wurden.

Die in Abb. 38 skizzierte Preiseskalation ist bedingt durch allgemeine Lohn- und Materialpreiserhöhungen, verschärfte sicherheitstechnische Anforderungen (etwa 10 %-ige Verteuerung des nuklearen Dampferzeugersystems gegenüber KKS/KKW [7]) und außergewöhnliche Anhebung des Preisniveaus für bestimmte Anlagenteile. Während Tab. 53 [152] [173] zeigt, daß diese steile Preisentwicklung nicht nur auf die BRD beschränkt bleibt, läßt Abb. 39 [13] erkennen, daß die in der Vergangenheit mögliche Reduktion der Stromerzeugungskosten durch Übergang zu größeren Leistungseinheiten infolge der Preiseskalation und des verlangsamten Wachstums der Blockgröße nunmehr in einen Anstieg umgeschlagen ist.

Die Anlagekosten für konventionelle Kraftwerke beziehen sich auf Non-Turnkey-Vergabe, setzen sich aus Fest- und Gleitpreisen für die einzelnen Komponenten zusammen und berücksichtigen durch Optionen und sonstige vertragliche Regelungen erzielte Preisvorteile. Die Anlagenausstattung ist vergleichbar mit der von LWR-Kraftwerken, wobei allerdings je nach zugrundegelegtem Projekt von Flußwasser- bzw. naßer Naturzugrückkühlung ausgegangen wurde. Die Anlagenauslegung gilt für Mittel- und Grundlastbetrieb und entspricht den in Tab. 5 ausgewiesenen spezifischen Wärme-



Spezifische Angebotspreise für  
 Leichtwasserreaktor - Kraftwerke

Abb. 38

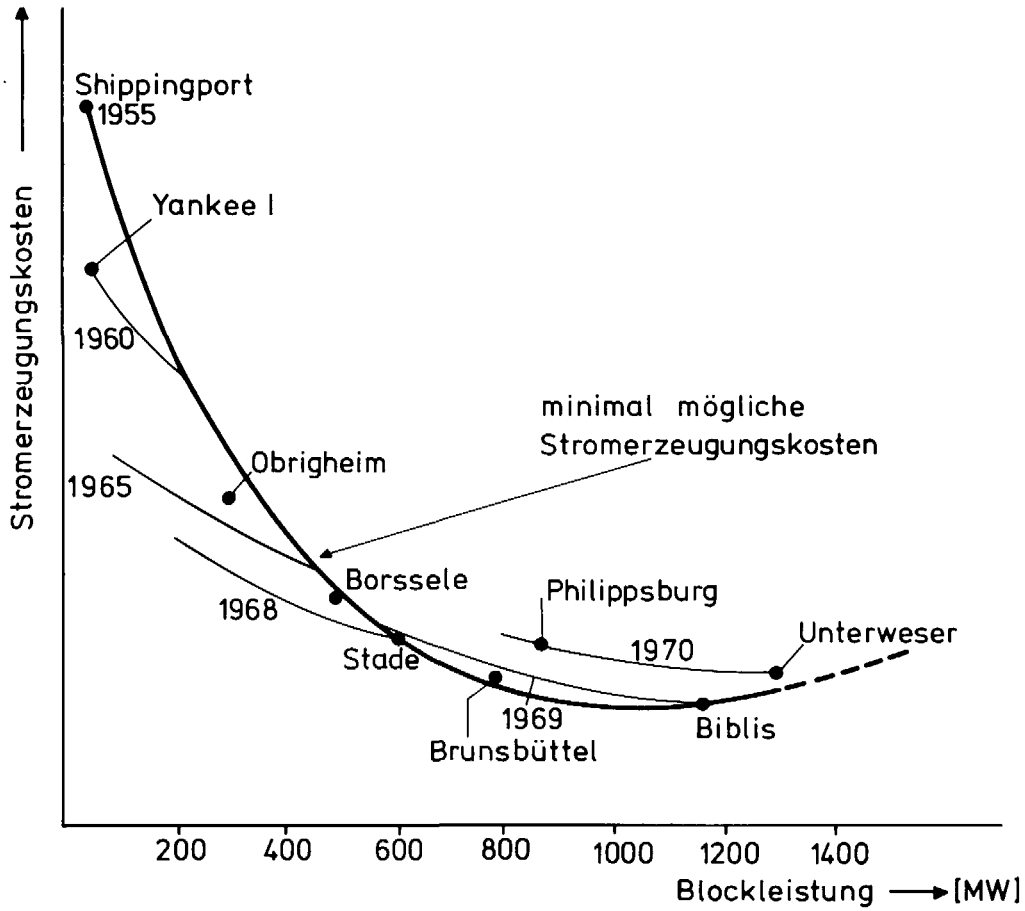
Brennstoff Prozessführung Dampferzeuger Turbine	Nettoleistung MWe	Steinkohle		Braunkohle	Heizöl S	Erdgas		Kernenergie	
		AK HDT	KDV+DK GT+HDT	AK HDT	AK HDT	AK HDT	AK GT+HDT	LWR SDT	LWR SDT
		2 x 740	4 x 330 <sup>a)</sup>	570	600	600	2 x 400 <sup>b)</sup>	870	1250
Anlagenabschlußpreis	DM/kW <sub>netto</sub>	450	400	540	420	400	360	640	550
Preisgleitung	"	68	60	81	63	60	54	128	110
Bauherrseitige Aufwendungen	"	10	11	26	25	26	19	46	32
Zinsen und Steuern während der Bauzeit auf Anlagenabschlußpreis und Preisgleitung	"	144	128	173	134	128	115	243	209
Zinsen und Steuern während der Bauzeit auf bauherrseitige Aufwendungen	"	3	3	7	7	7	5	15	11
Anlagenbarwert	"	675	602	827	649	621	553	1072	912
Jährlicher Kapitaldienst	DM/kW <sub>netto</sub> <sup>a)</sup>	97,60	87,00	119,60	93,80	89,80	80,00	160,20	136,30
Personalkosten	"	3,50	8,00	5,50	3,60	3,60	7,10	3,60	2,50
Instandhaltungskosten	"	10,40	9,20	12,40	9,70	9,20	8,30	15,40	13,20
Verwaltungskosten	"	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Verzinsung und -steuerung des Umlaufvermögens	"	6,30	6,30	6,30	6,30	3,80	3,80	3,80 <sup>c)</sup>	3,80 <sup>c)</sup>
Kosten der Spaltstoffflußkontrolle	"	-	-	-	-	-	-	0,50	0,50
Jährliche Festkosten	"	119,80	112,50	145,80	115,40	108,40	101,20	185,50	158,30

AK = atmosphärisch gefeuerter Kessel  
 DK = druckgefeuerter Kessel  
 KDV = Kohledruckvergasung  
 LWR = Leichtwasserreaktor  
 HDT = Heißdampfturbine  
 SDT = Satteldampfturbine  
 GT = Gasturbine

a) 110 MWe-Gasturbine  
 b) 56 MWe-Gasturbine  
 c) ohne Brennstoffkreislaufkosten von  
 104 DM/kW<sub>netto</sub> a für Druckwasserreaktor  
 141 DM/kW<sub>netto</sub> a für Siedwasserreaktor

Investitions- und Betriebskosten von Grund- und Mittellastkraftwerken

Tab. 52



Trend minimaler Stromerzeugungskosten

Abb. 39

	Bruttoleistung	Jahr der Auftragsvergabe	Spezifische Anlagekosten	Index der spezifischen Anlagekosten
<b>USA</b>				
WASH 1082 (März 1967)	1000 MWe	1967	120 \$/kW <sub>brutto</sub> <sup>+) </sup>	100
WASH 1150 (Juni 1969)	1000 MWe	1969	158 \$/kW <sub>brutto</sub> <sup>++) </sup>	132
Heutige Angebote	1000 MWe	1971	202 \$/kW <sub>brutto</sub> <sup>++) </sup>	168
<b>BRD</b>				
KKS/KKW	662/670 MWe	1967	380 DM/kW <sub>netto</sub> <sup>+) </sup>	100
KKW-Biblis I	1200 MWe	1969	380 DM/kW <sub>netto</sub> <sup>++) </sup>	100
KKB	805 MWe	1969	460 DM/kW <sub>netto</sub> <sup>++) </sup>	121
Heutige Angebote	1300 MWe	1971	550 DM/kW <sub>netto</sub> <sup>++) </sup>	145

<sup>+)</sup>  Festpreis  
<sup>++)</sup>  Gleitpreis

Die Preisentwicklung für Leistwasserreaktor-Kraftwerke in den USA und der BRD

Tab. 53

verbräuchen im Bestpunkt. In den Anlagekosten für die Stein- und Braunkohlekraftwerke ist die Bekohlungsanlage einschließlich Brennstofflager enthalten, die für ein 1600 MW-Steinkohlenkraftwerk 15 - 18 DM/kW<sub>netto</sub> (gerechnet von der Entladestelle bis zum Eintritt Kohlemühle) kostet. Infolge der niedrigeren Lufteinlaßtemperatur, der damit höheren Temperaturdifferenz zwischen Rauchgas und Luft und des daraus resultierenden geringeren Heizflächenbedarfs im hinteren Teil des Kessels sowie infolge des einfacheren Brenneraufbaus sind erdgasgefeuerte Kessel etwa 5 % billiger als schwerölgefeuerte (30 - 35 Mio DM für 1000 t Dampf/h). Hinzu kommt, daß wegen des höheren SO<sub>x</sub>-Auswurfs die Schornsteine schwerölgefeuerter Anlagen mit 200 - 240 m etwa doppelt so hoch sein müssen wie die erdgasgefeuerter Anlagen. Dennoch haben erdgasgefeuerte und schwerölgefeuerte Kraftwerke etwa gleiche Anlagekosten, wenn die Lieferabgrenzung einerseits Pumpen ab Tanklager, Vorwärmer etc. und andererseits Erdgasreduzierstationen (ca. 3 Mio DM für 600 MW-Block) einschließt. Ein Tanklager erfordert zusätzliche Investitionen von ca. 100 DM/t, so daß bei einer Lagerkapazität von 200 t/MWe ein schwerölgefeuertes Kraftwerk etwa 5 % teurer wird als ein erdgasgefeuertes. 600 - 800 MW-Blöcke mit bivalenter Feuerung (Erdgas und Heizöl S) zur Ausnutzung unterbrechbarer Erdgas-Lieferverträge sind etwa 13 % [174] teurer als Blöcke mit ausschließlicher Erdgasbefuerung.

## X.2 Bauherrnseitige Aufwendungen

Die bauherrnseitigen Aufwendungen in Tab. 52 und Tab. 54 beziehen sich auf einen erschlossenen Standort, sind auf die den Anlagekosten zugrundeliegte Lieferabgrenzung abgestimmt, und schließen Grundstückskauf, Geländeaufschluß, Bauprovisorium, Baustrom, Bauwasser, Prüfungen und Abnahmen, Erstausrüstung an Hilfs- und Betriebsstoffen, Personalausbildung, Personalkosten während der Inbetriebnahme sowie Personalkosten für Planung und Projektverfolgung in der Hauptverwaltung des EVU ein. Für konventionelle Kraftwerke

	Fossil gefeuerte Kraftwerke	Leichtwasserreaktor-Kraftwerke
Anlagennettoleistung	400-800 MWe	900-1250 MWe
Bauzeit (Einschl. Liefervorlaufzeit)	54 Monate	64 Monate
Zinsen während der Bau- und Abschreibungszeit	8,00 %/a	8,00 %/a
Steuern während der Bau- und Abschreibungszeit (bezogen auf den jeweiligen Wert des Anlagenkapitals)	4,60 %/a	4,60 %/a
Bauherrnseitige Aufwendungen	15 Mio DM	40 Mio DM
Abschreibungszeit	17 a	17 a
Versicherung während der Abschreibungszeit (bezogen auf den Anlagenbarwert)	0,50 %/a	1,00 %/a
Anmittle (einschl. Steuern und Versicherung)	14,46 %/a	14,94 %/a
Umlaufkapital von Steinkohle-, Braunkohle- und Heizölkraftwerken	50 DM/kW <sub>netto</sub>	
Umlaufkapital von Erdgas- und Kernkraftwerken	30 DM/kW <sub>netto</sub>	30 DM/kW <sub>netto</sub>
Safeguard-Kosten	-	0,5 - 0,6 Mio DM/a
Betriebsmittelkosten	0,05 Pf/kWh	0,05 Pf/kWh

Grundannahmen zur Stromerzeugungskostenrechnung  
(Stand: Oktober 1971)

Tab. 54

ergeben sich unter Berücksichtigung der Preiseskalation bauherrnseitige Aufwendungen von etwa 15 Mio DM, die in erster Näherung unabhängig von der Anlagengröße sind und sich für einen Bau auf der grünen Wiese um etwa 10 Mio DM (für Werkstatt- und Laborausrüstung, Ersatzteile, Straßen- und Gleisanschluß, Grundstücksmehrkosten etc.) erhöhen würden. Längere Bauzeit, Kosten des Genehmigungsverfahrens, Mehraufwendungen für Werkstatt-, Laborausrüstung, Ersatzteile, sowie Personalausbildung führen beim Zubau eines Kernkraftwerks zu bauherrnseitigen Aufwendungen von etwa 40 Mio DM, die sich beim Bau auf der grünen Wiese um bis zu 20 Mio DM verteuern können.

### X.3 Preisgleitung während der Bauzeit

Schlüsselfertige Kernkraftwerke werden in der BRD seit 1969 nur zu Gleitpreisen angeboten. Tab. 55 zeigt die beiden von der Kraftwerk Union AG angebotenen Preisgleitformeln und ihre Auswirkungen bei bestimmten Lohn- und Materialkostensteigerungen während der Lieferzeit. Der zugrundegelegte Zahlungsplan sieht 12 Raten in Höhe von 1 - 15 % des Anlagepreises mit Schwerpunkt der Zahlung zwischen dem 17. und 47. Monat der 64-monatigen Lieferzeit (einschl. Vorlaufzeit) vor. Die Preisgleitung pro Rate führt i.a. zu niedrigeren Abrechnungspreisen. Nicht vorhersehbare konjunkturelle Schwankungen können zu beträchtlichen Verschiebungen der Relationen der beiden Preisgleitformeln führen. Den Stromerzeugungskostenrechnungen wurde eine Preisgleitung für Kernkraftwerke von 20 % des Abschlußpreises zugrundegelegt (Tab. 54).

#### 1. Normale Preisgleitung

$$P = P_o (0,20 + 0,48 \frac{L}{L_o} + 0,32 \frac{Fe}{Fe_o})$$

P = Abrechnungspreis

P<sub>o</sub> = Abschlußpreis

L = Ecklohn (einschl. tariflicher Zulagen für Facharbeiter der Metallindustrie zu Beginn des 7. Achtels der Lieferzeit)

L<sub>o</sub> = Ecklohn wie L am Angebotsbezugstag

Fe = Preisindex für Eisen-, Stahl- und Temperguß zu Beginn der 2. Hälfte der Lieferzeit

Fe<sub>o</sub> = Index wie Fe am Angebotsbezugstag

#### 2. Preisgleitung pro Rate

$$P_i = P_{oi} (0,20 + 0,48 \frac{L_i}{L_o} + 0,32 \frac{Fe_i}{Fe_o})$$

P<sub>i</sub> = Abrechnungspreis der i-ten Rate

L<sub>i</sub> = L zum Zahlungstermin der i-ten Rate

Fe<sub>i</sub> = Fe zum Zahlungstermin der i-ten Rate

	Normale Preisgleitung	Preisgleitung pro Rate
+ 7,0 %/a Lohnkostensteigerung + 3,0 %/a Materialkostensteigerung	17,6 %	14,8 %
+ 10,0 %/a Lohnkostensteigerung + 5,0 %/a Materialkostensteigerung	26,7 %	22,1 %

Preisgleitung bei Kernkraftwerken

Tab. 55

Bei konventionellen Kraftwerken, die von den EVU vorzugsweise komponentenweise vergeben werden, lassen sich kleinere Aggregate zu Festpreisen placieren, während zumindest Kessel- und Turbinenpreise einer Gleitung unterliegen. Hier wurde bei einer Bauzeit von 54 Monaten von einer 15 %igen Preisgleitung ausgegangen (Tab. 54).

X.4 Zinsen und Steuern während der Bauzeit

Die Steuern während der Bauzeit wurden mit 4,60 %/a denen während der Abschreibungszeit gleichgesetzt. Die Verzinsung der Bauzinsen wurde unberücksichtigt gelassen. Bei einem zugrundegelegten Zinssatz von 8 %/a variieren für Kernkraftwerke je nach zugrundegelegter Preisgleitformel und Kostensteigerung die Steuern und Zinsen während der Bauzeit zwischen 35,7 % und 42,3 % bezogen auf den Abschlußpreis. Für Kernkraftwerke wurde dementsprechend 38 % des Abschlußpreises für Steuern und Zinsen während der Bauzeit angenommen, während für konventionelle Kraftwerke 32 % berücksichtigt wurden (Tab. 54).

Für die bauherrnseitigen Aufwendungen wurde der gleiche Zahlungsplan wie für das Kraftwerk zugrundegelegt. Berücksichtigt man, daß die bauherrnseitigen Aufwendungen als Endpreise definiert sind, ergibt sich ein Zins- und Steuersatz während der Bauzeit von 33,4 % für ein Kernkraftwerk und 28,1 % für ein fossil gefeuertes Kraftwerk.

X.5 Leistungsabhängige Kosten

Die Stromerzeugungskosten wurden nach der Barwertmethode [175] [176] [177] ermittelt, wobei sich der jährliche Kapitaldienst entsprechend folgendem Ansatz für die Annuität

$$\alpha = \left[ \frac{R + S}{1 - (1 + R + S)^{-L}} + V \right] \frac{\ln(1 + R)}{R}$$

R = Zinssatz  
 S = Steuersatz  
 V = Versicherungssatz  
 L = Abschreibungszeit

zu 14,94 %/a des Anlagenbarwertes für Kernkraftwerke und 14,46 %/a für fossil gefeuerte Kraftwerke ergibt; hierbei trägt der Faktor  $\frac{\ln(1 + R)}{R}$  dem kontinuierlichen Einlauf der Erlöse Rechnung. Die zugrundegelegte Abschreibungszeit sowie Steuer-, Zins- und Versicherungssatz sind Tab. 54 zu entnehmen. Der in Tab. 56 aufgeschlüsselte Steuersatz von 4,60 %/a bezogen auf das tatsächliche Anlagekapital ergibt sich auf Basis repräsentativer Meßzahlen, Hebesätze und Einheitswerte für 50 % Eigenkapital, 50 %

	Steuern auf	
	Eigenkapital %/a	Fremdkapital %/a
Vermögenssteuer	0,465	-0,035
Grundsteuer	0,123	0,123
Gewerbekapitalsteuer	0,413	0,413
Körperschaftsteuer (einschl. Ergänzungsabgabe)	5,201	-0,039
Gewerbeertragssteuer	1,615	0,926
	7,817	1,388

Struktur des Steuersatzes

Tab. 56

Fremdkapital und einer Gewinnausschüttung von 2/3 der Nettoverzinsung des Eigenkapitals.

Die Personalkosten in Tab. 52 beziehen sich auf das gesamte Betriebspersonal, d.h. Schicht- und Werkstattpersonal, und gelten entsprechend Tab. 57 für den über dem 1. und 2. Block gemittelten Personaleinsatz. Die Instandhaltungskosten einschließlich Fremdlöhne steigen zwar mit dem Alter des Kraftwerks, wurden hier aber mit 2,0 %/a des Anlagenabrechnungspreises als konstant angesetzt. Zur Ermittlung aller leistungsabhängigen Kosten (Tab. 52) müssen ferner für fossil gefeuerte Kraftwerke Verwaltungskosten und Verzinsung und Versteuerung des Umlaufkapitals und für Kernkraftwerke zusätzlich die in 1976/77 zu erwartenden Aufwendungen für die Spaltstoffflußkontrolle [178] berücksichtigt werden (Tab. 54).

	Grüne Wiese Personen <sup>+) </sup>	Zubau Personen <sup>+) </sup>
<b>Dampfturbinenprozeß</b>		
Steinkohle	110	65
Braunkohle	140	70
Schweröl/Erdgas	100	45
Kernkraft	110	70
<b>Gas/Dampfturbinenprozeß</b>		
Erdgas	130	60
Steinkohle	140	65

<sup>+)</sup>  einschl. Werkstattpersonal  
ohne Verwaltungspersonal

Personaleinsatz

Tab. 57

Obwohl von großer Bedeutung wurden Kosten für die Bereitstellung von Reserveleistung nicht berücksichtigt, da sie sich nicht allgemein, sondern nur bezogen auf die spezifischen Gegebenheiten eines EVU quantifizieren lassen.

### X.6 Betriebsabhängige Kosten

Die betriebsabhängigen Kosten setzen sich aus Brennstoffkosten und Betriebsmittelkosten zusammen. Brennstoffpreise frei Kraftwerk (Tab. 58) und Wärmeverbrauch im Bestpunkt (Tab. 5) ergeben die Brennstoffkosten im Bestpunkt für fossil gefeuerte Kraftwerke. Die entsprechenden Werte für LWR-Kraftwerke sind Abb. 36 zu entnehmen. Die Berücksichtigung des Betriebswirkungsgrades einer Anlage führt zu benutzungsstundenzahlabhängigen Brennstoffkosten; dabei sind im Betriebswirkungsgrad  $\eta_B$ , der für alle Kraftwerkstypen entsprechend folgender Beziehung

$$\eta_B = \frac{T \cdot 100}{876 \cdot 0,9 \bar{T}} \quad T = \text{Äquivalente Vollaststundenzahl}$$

identisch angesetzt wurde, Teillast-, An- und Abfahrverluste sowie Wirkungsgradverschlechterungen infolge Alterung, insbesondere Kesselverschmutzung und Turbinenverschmutzung, berücksichtigt.

Brennstoffpreise (Stand: Oktober 1971)

	Unterer Heizwert kcal/kg	Preis ab Hersteller DM/t	Vorfrachtkosten DM/t	Transportkosten DM/t	Preis frei Kraftwerk DM/t	Wärmepreis frei Kraftwerk DM/Gcal
<b>Steinkohle</b>						
<u>Ruhrkohlen</u>						
Industriekohle	7185	85,67 <sup>a)</sup>	ca. 0,05	8,80 <sup>b)</sup>	94,52	13,16
Ballastkohle (25 % Ballast)	6067	66,67		ca. 4,00 <sup>c)</sup>	70,67	11,65
Ballastkohle (35 % Ballast)	5133	51,17		ca. 4,00 <sup>c)</sup>	55,17	10,75
<u>Saarkohlen</u>						
Edelflammkohle	6200	81,65 <sup>d)</sup>	0,10	7,70 <sup>e)</sup>	89,45	14,43
Mittelgut	4700	54,90 <sup>f)</sup>		ca. 4,00 <sup>f)</sup>	58,90	12,53
<b>Braunkohle</b>	1650-2300 im Mittel=1850				7,40-10,18	4,00-5,50
<b>Schweres Heizöl</b>	9800	85,00		3,52 <sup>g)</sup>	88,52	9,03
<b>Erdgas</b>	7500-9600 im Mittel=7600					7,50
<b>Urankonzentrat</b>	7 · 10 <sup>3</sup> Gcal/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>	5,00 \$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub>		0,10 \$/lb U <sub>3</sub> O <sub>8</sub> <sup>h)</sup>		0,0025

- a) für eine Drittelmischung aus 1/3 Industriekohle D Grobkohle (95,-DM/t); 1/3 Industriekohle C Feinkohle (87,-DM/t) und 1/3 Industriekohle D Feinkohle (87,-DM/t).  
 Mengenrabatt von 1,-DM/t und Treuerabatt von 3,-DM/t sind berücksichtigt.  
 b) für Bahnbeförderung nach Bremen-Farge (AT 195)  
 c) für Bahnbeförderung innerhalb des Ruhrgebiets  
 d) Gew. Feinkohle (85,50 DM/t)  
 Mengenrabatt von 2,5% und Vertragsrabatt von 2% sind berücksichtigt  
 e) für Bahnbeförderung nach Mannheim (AT 197)  
 f) für Bahnbeförderung innerhalb des Saargebiets  
 g) für Lieferung auf dem Wasserwege von Raunheim nach Großkrotzenburg (48 km) per 1000 t-Leichter  
 h) für Transport von Durban (Südafrika) nach Metropolis (USA)

Tab. 58

Brennstoff	Prozessführung	Kraftwerks- größe MWe <sub>netto</sub>	STROMERZEUGUNGSKOSTEN Pf/kWh					
			3000 h/a	5000 h/a	6000 h/a	6500 h/a	7000 h/a	8000 h/a
Steinkohle 13,16 DM/Gcal	AK + HDT	2 x 740	7,46	5,53	5,05	4,86	4,70	4,44
	KDV + GT + DK + HDT	4 x 330	7,20	5,37	4,91	4,74	4,59	4,34
Ballastkohle 10,75 DM/Gcal	AK + HDT	2 x 740	6,84	4,97	4,50	4,32	4,17	3,91
	KDV + GT + DK + HDT	4 x 330	6,58	4,81	4,37	4,20	4,05	3,81
Braunkohle 5,50 DM/Gcal 4,00 DM/Gcal	AK + HDT	570	6,55	4,44	3,92	3,72	3,54	3,25
			6,10	4,04	3,53	3,33	3,16	2,88
Heizöl S 9,03 DM/Gcal	AK + HDT	600	6,18	4,42	3,98	3,81	3,66	3,42
Erdgas 7,50 DM/Gcal	AK + HDT	600	5,54	3,91	3,50	3,35	3,20	2,99
	GT + AK + HDT	2 x 400	5,25	3,72	3,34	3,19	3,07	2,86
Kernenergie 2,30 - 3,45 DM/Gcal	LWR + SDT	870	7,24	4,49	3,81	3,55	3,33	2,96
	LWR + SDT	1250	6,33	3,95	3,36	3,13	2,94	2,62

- AK = atmosphärisch gefeuerter Kessel  
 DK = druckgefeuerter Kessel  
 KDV = Kohledruckvergasung  
 LWR = Leichtwasserreaktor  
 HDT = Heißdampfmaschine  
 SDT = Satteldampfmaschine  
 GT = Gasturbine

Stromerzeugungskosten von Grund- und Mittellastkraftwerken

Tab. 59



Die Betriebsmittelkosten (Schmiermittel, Chemikalien für Wasseraufbereitung) wurden einheitlich mit 0,05 Pf/kWh veranschlagt, worin keine Kühlturmzusatzwasserkosten für Anlagen mit naßer Rückkühlung enthalten sind.

### X.7 Stromerzeugungskosten

Auf der Basis der in den vorigen Kapiteln beschriebenen Eingangswerte wurden die Stromerzeugungskosten und spezifischen jährlichen Kosten für die verschiedenen Kraftwerkstypen und -größen in Abhängigkeit von der Auslastung nach der Barwertmethode ermittelt (Tab. 59, Abb. 40, Abb. 41).

Abb. 40 und Abb. 41 verdeutlichen den großen Einfluß der Blockgröße auf die Stromerzeugungskosten von LWR-Kraftwerken. Bei 6500 h/a beträgt die Differenz zwischen einem 870 MWe<sub>netto</sub>-Block und einem 1250 MWe<sub>netto</sub>-Block etwa 0,42 Pf/kWh.

Die Stromerzeugungskosten eines 2 x 740 MWe<sub>netto</sub>-Steinkohlenkraftwerks würden sich bei einem Ruhrgebietsstandort durch die Verwendung von Ballastkohle mit einem Ballastgehalt von 35 % (statt der Drittmischung von Industriekohle) bei 3000 h/a um 0,63 Pf/kWh reduzieren. Die volle Ausschöpfung der in Aussicht genommenen Anschlußlösung für die Verstromungsgesetze [116] mindert bei 3000 h/a die leistungsabhängigen Kosten eines 2 x 740 MWe<sub>netto</sub>-Steinkohlenkraftwerks um 0,37 Pf/kWh und die betriebsabhängigen Kosten um 0,85 Pf/kWh (Transportkostenzuschuß von 3 DM/t SKE); in summa werden dadurch bei den derzeit gültigen Wärmepreisrelationen die entsprechenden Stromerzeugungskosten eines 600 MWe-Schwerölkraftwerks unterschritten. Ein 4 x 330 MWe<sub>netto</sub> kombiniertes Gas-/Dampfturbinenkraftwerk mit Steinkohlendruckvergasung (Steag-Prozeßführung [16] mit einer derzeit realisierbaren Gaseintrittstemperatur von 820°C) würde bei einem spezifischen Abschlußpreis von 400 DM/kW<sub>netto</sub> (Preisbasis: Oktober 1971) im Vergleich zu einem 2 x 740 MWe-Dampfturbinenkraftwerk nur geringfügig günstigere Stromerzeugungskosten haben.

In Abb. 42 ist für den unteren Lastbereich der Einfluß der Anschlußlösung für die Verstromungsgesetze [116] und mögliche Auflagen zur Rauchgasentschwefelung auf die Stromerzeugungskosten von Ballastkohle- und Schwerölkraftwerken dargestellt. Bei Verwendung unsubventionierter Ballastkohle sind die Stromerzeugungskosten eines

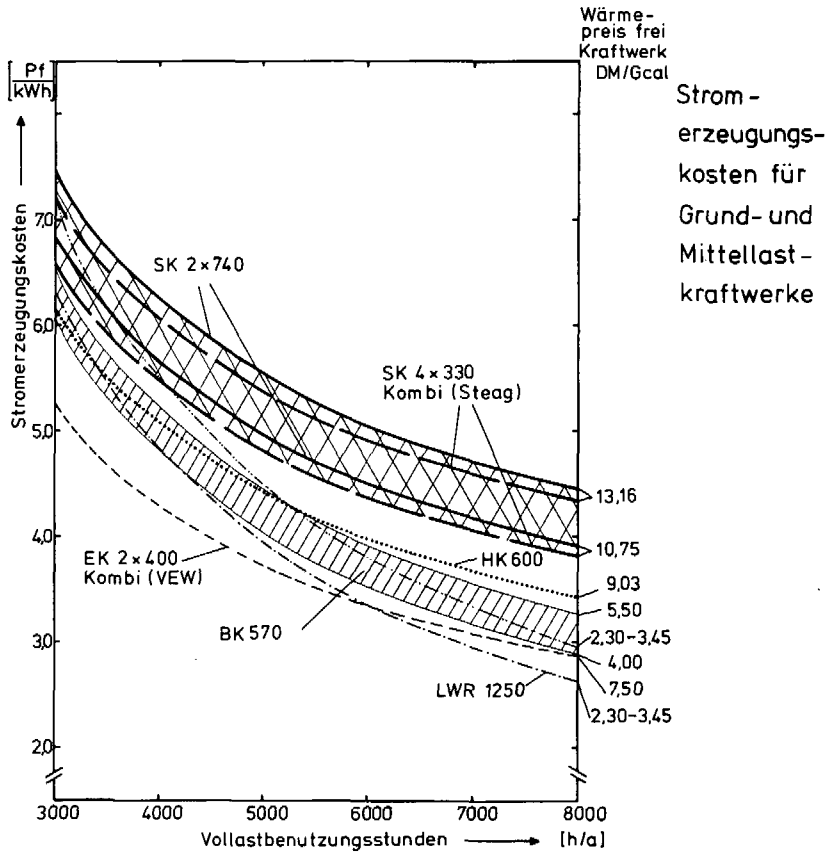


Abb. 40

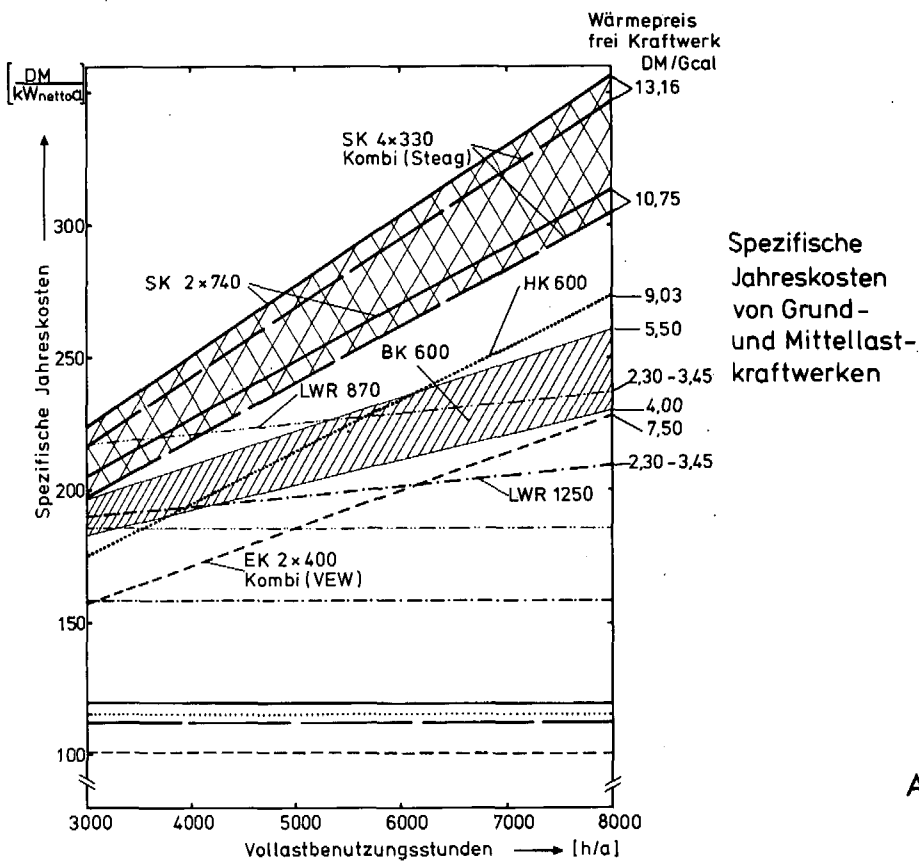
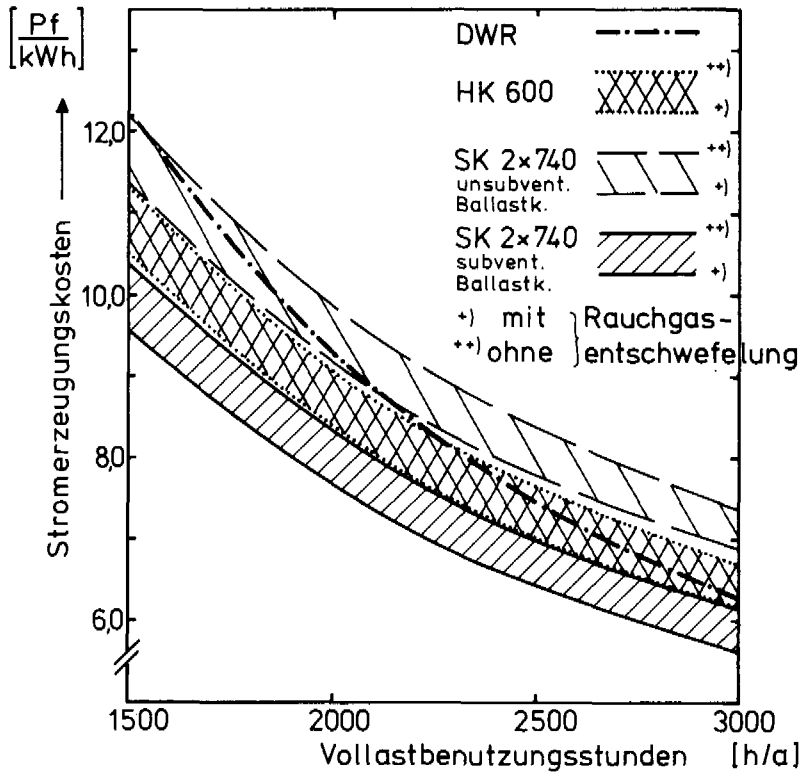


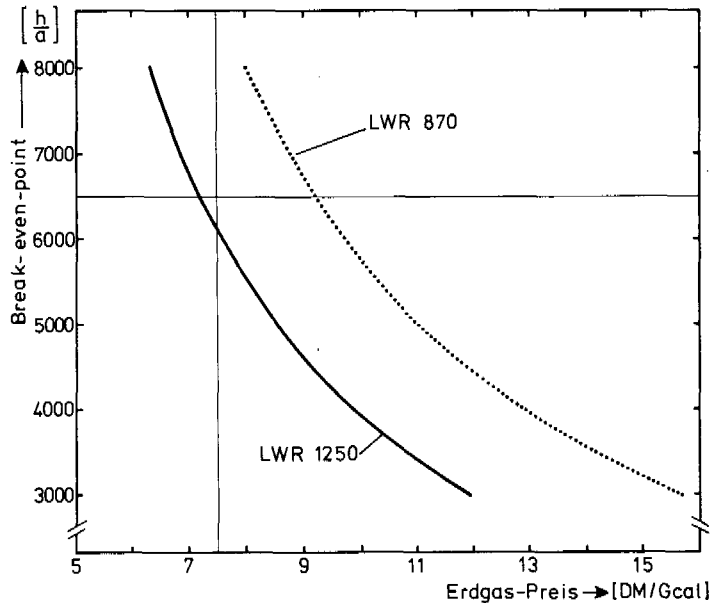
Abb. 41

Spezifische Jahreskosten von Grund- und Mittellastkraftwerken



Einfluß der Kohlesubvention und Rauchgasentschwefelung auf die Stromerzeugungskosten

Abb. 42



Break-even-points einer 2x400 MW erdgasgefeuerten Gas/Dampfturbinenanlage verglichen mit Leichtwasserreaktor-Kraftwerken

Abb. 43

2 x 740 MWe-Steinkohlekraftwerks oberhalb etwa 2100 Vollastbenutzungsstunden pro Jahr höher als die eines 1250 MWe-DWR-Kraftwerkes, das infolge der geringeren Erstcorekosten im unteren Lastbereich niedrigere Stromerzeugungskosten als ein SWR-Kraftwerk hat. Die Auflage der Rauchgasentschwefelung verschiebt den "break-even-point" sogar zu etwa 1600 h/a. Ein entsprechend der Anschlußlösung [116] subventioniertes 2 x 740 MWe-Ballastkohlekraftwerk hat auch bei Rauchgasentschwefelung bis 3000 h/a günstigere Stromerzeugungskosten als ein 1250 MWe-DWR-Kraftwerk und ein 600 MWe-Schwerölkraftwerk (ohne Rauchgasentschwefelung).

Ein erdgasgefeuertes Kraftwerk mit zwei 400 MWe kombinierten Gas/Dampfturbinenblöcken (VEW-Prozeßführung) hat über den gesamten Lastbereich niedrigere Stromerzeugungskosten als ein 600 MWe-Dampfturbinenblock; unter Zugrundelegung der in Tab. 52 angegebenen Anlagekosten ergibt sich bei einem Erdgaspreis frei Kraftwerk von 7,50 DM/Gcal für 6500 h/a eine Kostendifferenz von etwa 0,16 Pf/kWh. Niedrigere Erdgaspreise, wie sie von verschiedenen EVU in den Jahren 1969-1970 erzielt werden konnten, mindern den Vorteil der Kombi-Anlagen geringfügig.

Vergleicht man die Stromerzeugungskosten eines 600 MWe schwerölgefeuerten Kraftwerks mit denen eines 870 bzw. 1250 MWe-LWR-Kernkraftwerks so liegen die "break-even-points" zwischen 5000 und 5500 bzw. bei 3000 und 3500 Vollastbenutzungsstunden pro Jahr. Bei Weitergabe der zum 1. Januar 1972 in Kraft tretenden Reduktion der Schwerölsteuer von 25 DM/t auf 20 DM/t an den Verbraucher würden sich die Stromerzeugungskosten eines schwerölgefeuerten Kraftwerks um 0,11 - 0,13 Pf/kWh reduzieren und die "break-even-points" auf etwa 5500 - 6000 bzw. 3500 - 4000 Vollastbenutzungsstunden pro Jahr hinausschieben.

Abb. 43 zeigt für ein erdgasgefeuertes Kraftwerk mit zwei 400 MWe Gas/Dampfturbinenblöcken die "break-even-points" mit einem 870 bzw. 1250 MWe-LWR-Kernkraftwerk als Funktion des Erdgaspreises.

Abb. 44 und Abb. 45, die für 6500 Vollastbenutzungsstunden pro Jahr die Abhängigkeit der Stromerzeugungskosten von den Brennstoffkosten zeigen, weisen die Ökonomie der LWR-Kraftwerke als besonders stabil gegenüber Veränderungen auf dem Brennstoffmarkt aus. Wie Abb. 46 zeigt, muß der zukünftigen Entwicklung der Anlagekosten große Bedeutung beigemessen werden. Unter der Annahme einer identischen Anlagekostenverteuerung von 5 %/a für konventionelle und nukleare Kraftwerke

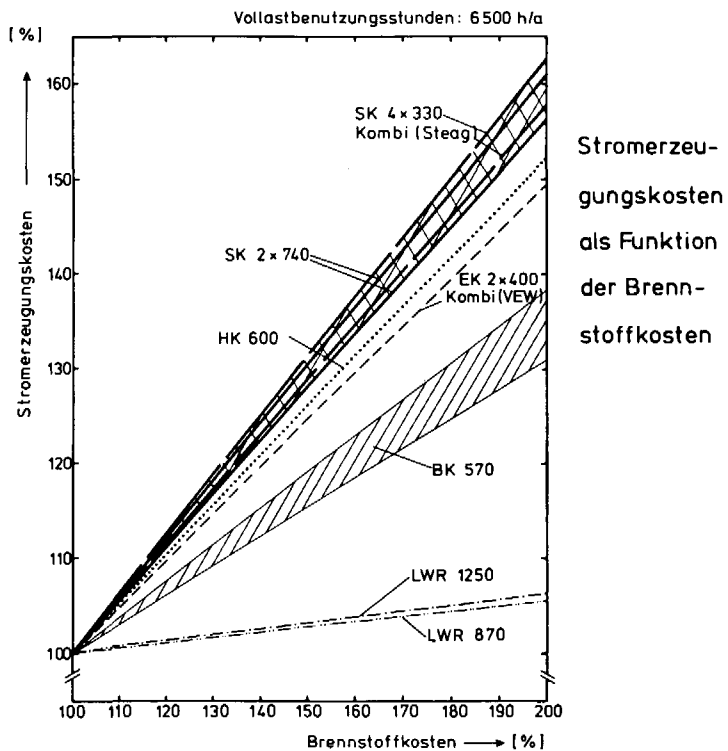


Abb. 44

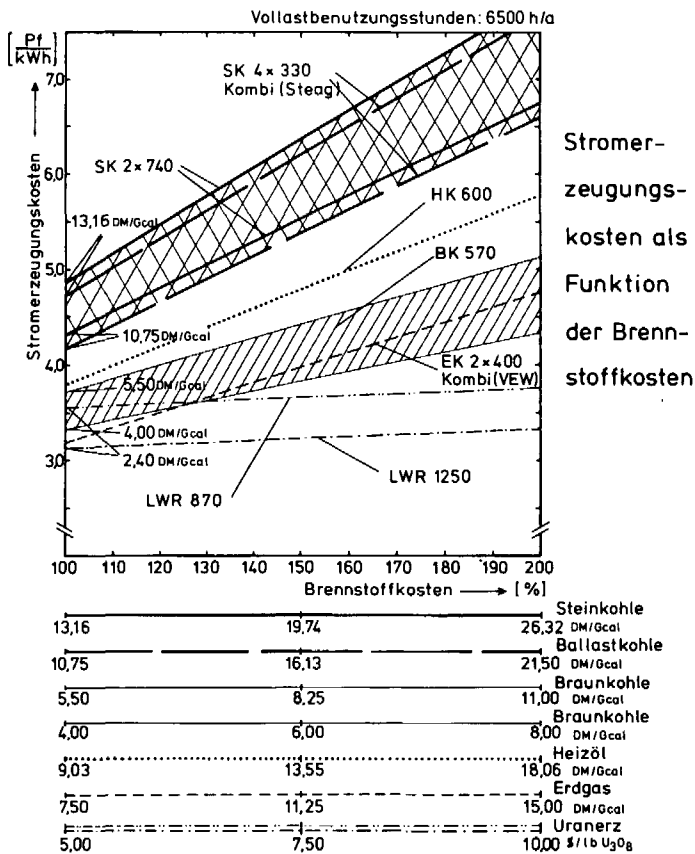


Abb. 45

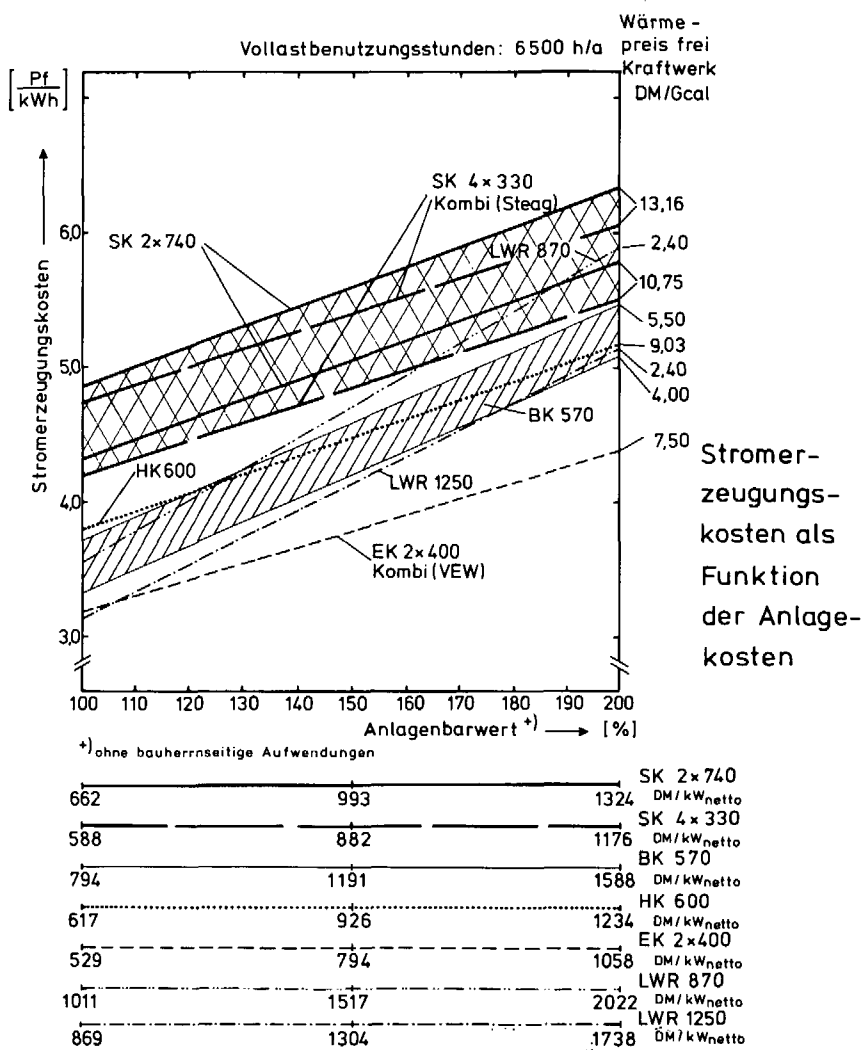


Abb. 46

			3000 h/a	5000 h/a	7000 h/a
Oktober 1971	SEK des LWR 1250	Pf/kWh	6,33	3,95	2,94
	ΔSEK (SK 2x740-LWR 1250)	Pf/kWh	+ 1,13	+ 1,58	+ 1,77
	ΔSEK (HK 600-LWR 1250)	Pf/kWh	- 0,15	+ 0,47	+ 0,73
	Steinkohlenpreis für ΔSEK (SK 2x740-LWR 1250) = 0	DM/t SKE	61,60	44,90	36,80
	Schwerölpreis frei Kraftwerk für ΔSEK (HK 600-LWR 1250) = 0	DM/t OE	96,30	69,80	56,90
Ende 1980	SEK des LWR 1250	Pf/kWh	9,31	5,77	4,27
	Steinkohlenpreis <sup>*)</sup> frei Kraftwerk für ΔSEK (SK 2x740 - LWR 1250) = 0	DM/tSKE	86,80	62,70	52,60
	Steinkohlenpreis frei Kraftwerk für ΔSEK (SK 2x740-LWR 1250) wie in 1971	DM/tSKE	117,30	110,00	107,90
	Schwerölpreis frei Kraftwerk für ΔSEK (HK 600 - LWR 1250) = 0	DM/t OE	138,20	99,20	80,30
	Schwerölpreis frei Kraftwerk für ΔSEK (HK 600- LWR 1250) wie in 1971	DM/t OE	132,20	119,70	113,70

\*) unsubventionierte Steinkohle mit 7200 kcal/kg

SEK = Stromerzeugungskosten  
 SK 2 x 740 = Steinkohlenkraftwerk mit 2 740 MWe netto -Blöcken  
 H K 600 = 600 MWe netto - Schwerölkraftwerk  
 LWR 1250 = 1250 MWe netto - Leichtwasserreaktorkraftwerk  
 Abschätzung zukünftiger Stromerzeugungskosten

Tab. 60

und Beibehaltung der heutigen Auslegung sind in Tab. 60 die Brennstoffpreiserhöhungen aufgeführt, die zulässig sind, damit die Stromerzeugungskosten von Steinkohle-<sup>†)</sup> und Schwerölkraftwerken identisch mit denen aus einem 1250 MWe-LWR-Kraftwerk sind bzw. die gleichen Differenzen wie in 1971 behalten. Für den nuklearen Brennstoffkreislauf wurden die in Kapitel IX abgeschätzten Kostensteigerungen zugrundegelegt. Die Personal- und Materialkostenentwicklung wurde mit +7 %/a bzw. +3 %/a approximiert. Unter diesen Voraussetzungen hat die Abschätzung zukünftiger Stromerzeugungskosten zum Ergebnis

- daß die Steinkohle in der Kraftwirtschaft nicht konkurrenzfähig bleibt
- daß die Stromerzeugungskosten eines LWR-Kraftwerkes bis 1980 vornehmlich durch Verteuerung der Anlage um ca. 45 % (bei 7000 h/a) ansteigen werden und
- daß der Schwerölpreis um 50 - 55 % bis 1980 ansteigen darf, damit schwerölgefeuerte Kraftwerke im unteren Mittellastbereich weiterhin wirtschaftlicher als Kernkraftwerke sind.

---

<sup>†)</sup> unsubventionierte Steinkohle mit 7200 Kcal/kg

XI. Die voraussichtliche Entwicklung der Kraftwirtschaft bis 1985

Die in der BRD installierte Engpaßleistung wird bis 1980 auf ca. 100 GWe und bis 1985 auf 135 - 140 GWe ansteigen, was einer mittleren Zuwachsrate von 7 %/a bis 1980 und 6,2 - 7,0 %/a nach 1980 entspricht. Um den prognostizierten Leistungsbedarf zu decken, müssen in 1980 allein 7500 - 8000 MWe und in 1985 ca. 9 - 10.000 MWe in Betrieb gehen. Legt man einen Anteil der Kernenergie am Kraftwerkszubau von 70 % und eine Lieferzeit von 5 Jahren zugrunde, muß in 1980 eine Reaktorleistung von 27 - 30.000 MWth (entsprechend 6 - 10 Reaktoren) bestellt werden. Bei nahezu unveränderter Ausnutzung wird die vorausgeschätzte Kraftwerksleistung in 1980 ca. 460 TWh und in 1985 ca. 630 TWh erzeugen.

Die Aufteilung des Kraftwerkszubaus auf die einzelnen Energieträger ist durch veröffentlichte Baupläne (Tab. 61) zumindest bis Mitte 1975 und für Kernkraftwerke (Abb. 47) infolge der längeren Bauzeit bis Anfang 1977 bekannt. Die Stromerzeugungskostenrechnungen (Kapitel X) haben für den Grund- und Mittellastbereich LWR-, Erdgas- und Braunkohlekraftwerke als ökonomisch überlegen ausgewiesen. Bei einer wirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerksparks, die keinen Einschränkungen durch Versorgungsfragen oder anderen Begrenzungen wie z.B. bestehende langfristige Lieferabkommen für andere Energieträger unterliegt, würden für absehbare Zeit nahezu alle den Grund- und Mittellastbereich betreffende Bauentscheidungen zugunsten dieser Kraftwerkstypen ausfallen. In der Tat läßt sich aus den veröffentlichten Ausbauplänen (Tab. 61) für den Zeitraum Anfang 1972 bis Ende 1975 ein Trend zum verstärkten Zubau von LWR-, Erdgas- und Braunkohlekraftwerken deutlich herauslesen:

- 13 Erdgaskraftwerke (vornehmlich Kombi-Anlagen) mit Blockgrößen bis zu 600 MWe gehen bis Ende 1975 in Betrieb und erhöhen die auf Basis dieses Energieträgers installierte Engpaßleistung um 5300 MWe. Zusätzlich werden einige Kraftwerke auf Erdgasfeuerung umgestellt, Gasturbinenkraftwerke zur Spitzenlastdeckung mit Erdgas gefeuert und weitere 2900 MWe-Kraftwerksleistung mit Mischfeuerung (Öl/Raffineriegas/Gichtgas/Erdgas) auf den möglichen Einsatz von Erdgas vorbereitet.

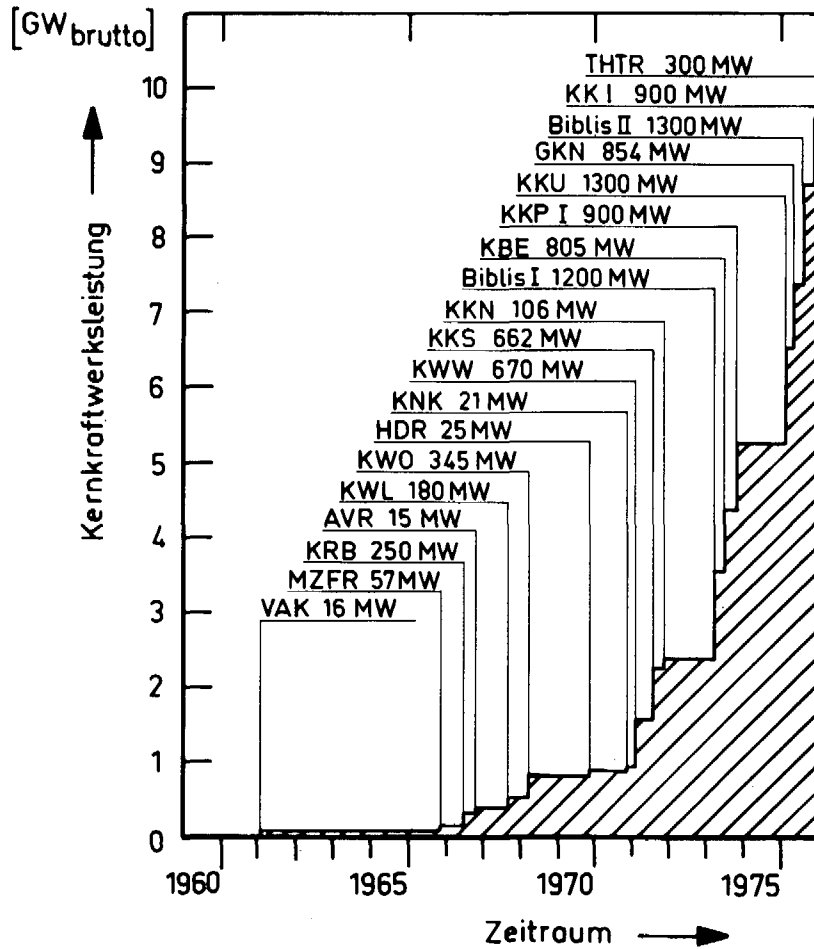


Neu- und Erweiterungsbauten von Wärmekraftwerken ab 100 MW in der BRD

(Stand: Oktober 1971)

Jahr der Inbetriebnahme	Eigentümer/Betreiber	Kraftwerk	Bruttoleistung MWe	Brennstoffart	Jahr der Inbetriebnahme	Eigentümer/Betreiber	Kraftwerk	Bruttoleistung MWe	Brennstoffart	
1970	RWE	Niederaußem	300	Braunkohle	1973	RWE	Niederaußem	2 x 600	Braunkohle	
	RWE	Frimmersdorf	300	Braunkohle		RWE	Weisweiler	600	Braunkohle	
	Gemeinschaftskraftwerk Kiel	Kiel-Förde	320	Steinkohle		RWE/VEBA Kraftwerke Ruhr	Scholven	714	Öl	
	Kraftwerke Ostwestfalen	Veltheim	300	Steinkohle		HEW	Brunsbüttel	240 <sup>c)</sup>	Öl/Erdgas	
	Gemeinschaftskraftwerk Ost/Steag	Lünen	350	Steinkohle		IBE	Ingolstadt	400	Raffineriegas/Öl	
	VEBA Kraftw. Ruhr	Scholven	370	Steinkohle		GKW Franken	Gebersdorf	370	Erdgas/Öl	
	GKW	Mannheim	220	Steinkohle		EVS	Marbach	315 <sup>b)</sup>	Erdgas/Öl	
	600 MW auf Braunkohlebasis 1 560 MW auf Steinkohlebasis 2 780 MW insgesamt						VEW	Stockum b. Hamm	2 x 420 <sup>b)</sup>	Erdgas
	1971	RWE	Niederaußem	300		Braunkohle	HEW	Hamburg-Moorburg	530	Erdgas
		EW Mark	Elvertlingen	215		Steinkohle	CWH	Marl	134 <sup>b)</sup>	Erdgas
Preag		Großkrotzenburg	300	Steinkohle	Stadtw. Bremen	Bremen-Mittelbremen	100	Gichtgas/Erdgas		
RWE/VSE		Endorf/Saar	300	Steinkohle	NWK	Wilhelmshaven	453 <sup>b)</sup>	Erdgas		
Bayernwerk		Aschaffenburg	150	Steinkohle	Preag	Landesbergen	510 <sup>b)</sup>	Erdgas		
VEBA Kraftw. Ruhr		Scholven	370	Steinkohle	1 800 MW auf Braunkohlebasis 714 MW auf Ölbasis 240 MW auf Öl-/Erdgasbasis 2 467 MW auf Erdgasbasis 685 MW auf Erdgas-/Ölbasis 500 MW auf Öl-/Erdgas-/Gichtgas-/Raffineriegasbasis 6 406 MW insgesamt					
Gemeinschaftskraftwerk West/Steag		Voerde	2 x 350	Steinkohle	1974	VEW	Lingen	420 <sup>b)</sup>	Erdgas	
Gelsenberg		Dortmund-Mengede	340	Steinkohle		BELG	Arzberg	200	Öl/Erdgas	
Steag		Lünen	170 <sup>a)</sup>	Steinkohle		Isar-Amper	Irching b. Vohburg	400	Öl	
Neckarwerke		Altbach	270 <sup>b)</sup>	Öl/Erdgas		RWE	Meppen	600	Erdgas	
HEW	Hamburg-Hafen (HKW)	150	Öl	VEW		Stockum b. Hamm	420 <sup>b)</sup>	Erdgas		
Stadtw. München	M., Isartalstr. (HKW)	125	Erdgas/Müll	Kraftwerke Ostwestfalen		Veltheim	365 <sup>b)</sup>	Erdgas		
300 MW auf Braunkohlebasis 2 545 MW auf Steinkohlebasis 150 MW auf Ölbasis 270 MW auf Öl-/Erdgasbasis 125 MW auf Erdgas-/Müllbasis 3 390 MW insgesamt						RWE	Biblis I	1 200	Kernenergie	
1972	RWE	Neurath	3 x 300	Braunkohle		HEW/NWK	Brunsbüttel	806	Kernenergie	
	IBE	Schwandorf	300	Braunkohle		Badenwerk/EVS	Philippburg	900	Kernenergie	
	BKB	Offleben	325	Braunkohle		600 MW auf Ölbasis 200 MW auf Öl-/Erdgasbasis 1 805 MW auf Erdgasbasis 2 906 MW auf Kernenergiebasis 5 511 MW insgesamt				
	Isar-Amper	Irching b. Vohburg	300	Öl	1975	GKW Franken	Gebersdorf	420 <sup>b)</sup>	Erdgas/Öl	
	GKW-Mannheim	Mannheim	440	Öl/Erdgas		Neckarwerke/TWS/DB/Portland-Cementwerk	Neckar	854	Kernenergie	
	Bewag	Berlin-Lichterfelde	150	Öl		RWE	Neurath	2 x 600	Braunkohle	
	HEW	Mädrit	120	Öl/Erdgas		RWE	Weisweiler	600	Braunkohle	
	Kraftwerke Mainz/Wiesbaden	Mainz	117	Öl		Steag	GKW West	2 x 800	Steinkohle	
	VEW	Stockum/Hamm	420 <sup>b)</sup>	Erdgas		RWE	Huckingen	300	Erdgas/Gichtgas	
	NWK	Emden	453 <sup>b)</sup>	Erdgas		1 800 MW auf Braunkohlebasis 1 600 MW auf Steinkohlebasis 420 MW auf Erdgas-/Ölbasis 300 MW auf Erdgas-/Gichtgasbasis 354 MW auf Kernenergiebasis 4 554 MW insgesamt				
Stadtw. Bremen	Bremen-Hastedt	150	Erdgas	1976		RWE	Scholven	700	Öl	
Preag	Würgassen	670	Kernenergie			RWE	Huckingen	300	Erdgas/Gichtgas	
NWK/HEW	Stade	662	Kernenergie			VEW	Lingen	420 <sup>b)</sup>	Erdgas	
KKN	Niederalichbach	106	Kernenergie		NWK/Preag	Unterweser	1 300	Kernenergie		
1 525 MW auf Braunkohlebasis 567 MW auf Ölbasis 560 MW auf Öl-/Erdgasbasis 1 023 MW auf Erdgasbasis 1 438 MW auf Kernenergiebasis 5 113 MW insgesamt						RWE	Biblis II	1 300	Kernenergie	
a) einschl. 74 MW-Gasturbine b) einschl. 55 MW-Gasturbine c) Gasturbinenanlage						Bayernwerk/Isar-Amperwerke	Ohu/Isar	900	Kernenergie	
						Hochtemperatur Kernkraftwerk Ges.	Uentrop	300	Kernenergie	
						700 MW auf Ölbasis 420 MW auf Erdgasbasis 300 MW auf Erdgas-/Gichtgasbasis 3 800 MW auf Kernenergiebasis 5 220 MW insgesamt				

Tab. 61



**Kernkraftwerke**  
im Betrieb, Bau oder Planung  
(Oktober 1971)

Abb. 47

Die ersten rein kommerziellen Kernkraftwerke gehen Anfang 1972 in Betrieb. Nach einer Pause in 1973 vergrößert die Kernenergie ihren Kapazitätsanteil rasch. Sofern bei Bau und Inbetriebnahme keine größeren Verzögerungen eintreten, sind Ende 1975 7 LWR-Großanlagen mit einer Gesamtleistung von 4200 MWe in Betrieb. Weitere 6800 MWe waren Mitte Februar 1972 fest kontraktiert bzw. durch Kaufabsichtserklärungen in Aussicht gestellt.

11 Braunkohlekraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von 5100 MWe werden vornehmlich im Raum Köln-Aachen unter Ausschöpfung der für die Kraftwirtschaft aufgeschlossenen Braunkohlevorräte zugebaut.

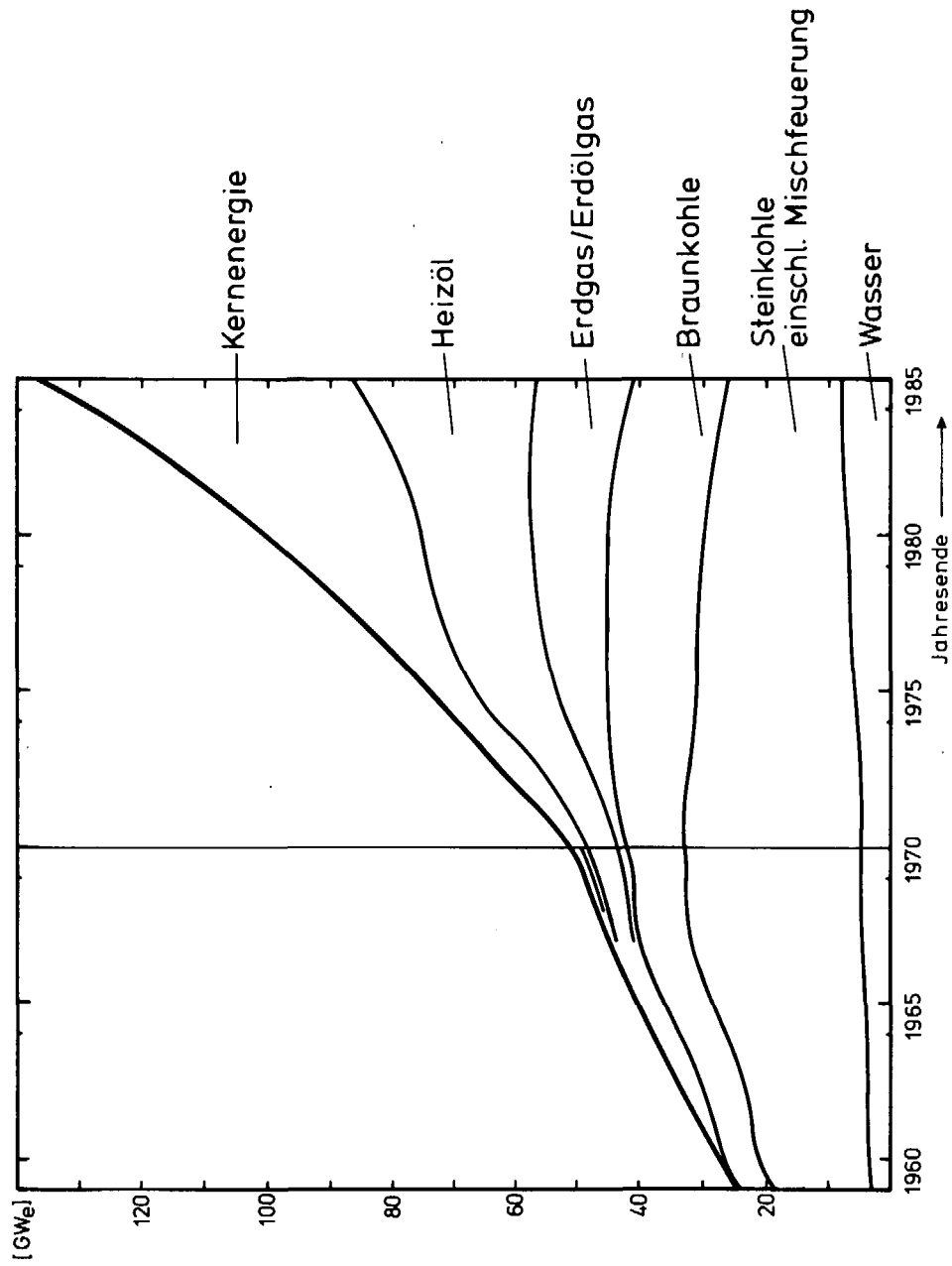
Über die weitere Entwicklung nach 1975 liegen keine eingefrorenen Planungen vor. Aussagen hierzu bleiben im Bereich der Prognose. Die in den Abb. 48 und 49 gegebene Vorausschau geht bezüglich des Einsatzes von Steinkohle in der Kraftwirtschaft davon aus,

- daß der Wirkungszeitraum des 2. Verstromungsgesetzes bis mindestens 1985 verlängert und auf einen Teil der zwischen dem 1.7.64 und 30.6.66 errichteten Steinkohlekraftwerke ausgedehnt wird, wodurch eine Kraftwerksleistung von etwa 10.000 MWe bei sinkender Ausnutzung weiterhin steinkohlegefeuert würde,
- daß die unsubventionierten Steinkohlekraftwerke nicht auf Heizöl umgestellt werden und bis 1985 weitgehend außer Betrieb gehen und
- daß im Rahmen von "Richtlinien über die Sicherung des Einsatzes von Gemeinschaftskohle in neuen Kraftwerken"[116] zwischen 1976 und 1978 Steinkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 6000 MWe in Betrieb gehen.

Besonders im Hinblick auf den Beitritt Großbritanniens zur europäischen Gemeinschaft erscheinen Aussagen zum zukünftigen Einsatz von Importkohle in der Kraftwirtschaft weitgehend spekulativ. Die Prognose geht davon aus, daß in 1985 küstennahe Kraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 2000 MWe mit Importkohle unterfeuert werden. Unter diesen Annahmen reduziert sich die Steinkohleverstromung auf etwa 66 TWh/a in 1980 und weniger als 50 TWh/a in 1985.

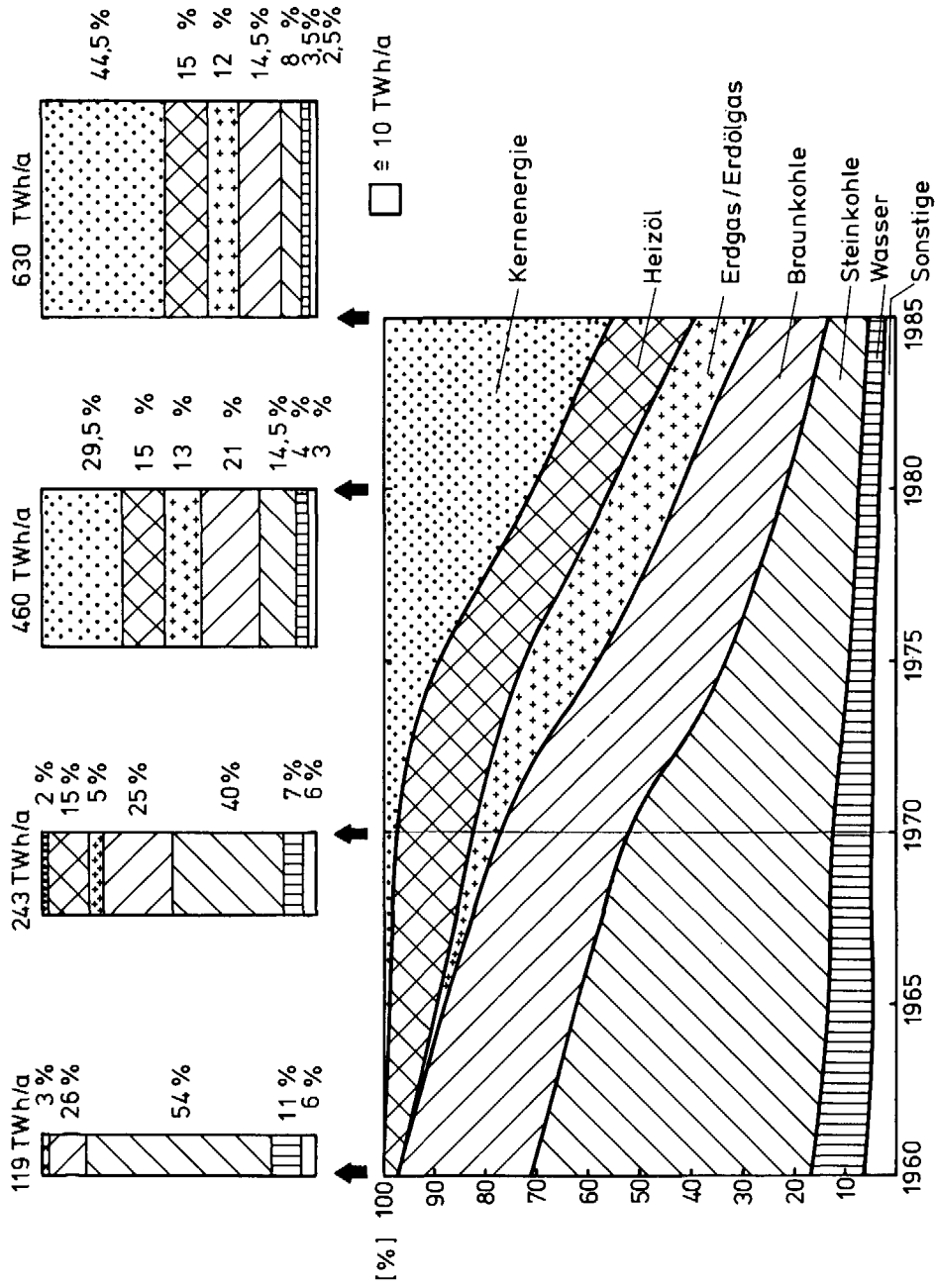
Die in Braunkohlekraftwerken installierte Leistung wird mit 14000 MWe Ende 1975 nahezu ihre Endstufe erreicht haben. Der bereits betriebene Aufschluß eines Braunkohlegebietes südlich von Helmstedt (bis 1976) sowie die erwartete Nutzung des Hambacher Forstes (nach 1985) werden vornehmlich zur längerfristigen Deckung des Brennstoffbedarfs der Ersatzleistung für die installierten Kraftwerke sowie für andere Verwendungszwecke (Vergasung) dienen.

Der Einsatz von Erdgas in der Kraftwirtschaft wird zukünftig durch die begrenzte Verfügbarkeit dieses Energieträgers eingeschränkt werden. Über die derzeit sicheren Erdgasreserven in der BRD und in den Niederlanden, deren Förderung und Transport ausreichend kostengünstig ist, um gemessen an den konkurrierenden Energieträgern eine attraktive Preisgestaltung für die Verstromung im Mittellastbereich zu erlauben, ist bereits weitgehend verfügt. Sofern diese Vorräte nicht durch weitere Funde be-



Voraussichtliche Entwicklung der Engpaßleistung in der BRD

Abb. 48



Voraussichtliche Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung nach Energieträgern

trächtlich aufgestockt werden, können kleinere Restmengen sowie zusätzliche Lieferungen aus der UDSSR nur noch den Abschluß einzelner, vorzugsweise unterbrechbarer Lieferverträge für Großkesselanlagen gestatten. Sollten Ekofisk-Gas oder Flüssiggas aus Nordafrika in der BRD verfügbar werden, so wird dieses Erdgas auf lange Sicht zu teuer für die Kraftwirtschaft sein, so daß in summa mit ca. 18 - 20 Mrd Nm<sup>3</sup> in 1980 und vielleicht 22 - 24 Mrd Nm<sup>3</sup> in 1985 nicht viel mehr Erdgas als in 1975 (14 - 15 Mrd Nm<sup>3</sup>) verstromt werden wird.

Die heutige Konkurrenzsituation zwischen Kernenergie und anderen, weitgehend frei verfügbaren Energieträgern (Heizöl, Steinkohle) ist durch eine ökonomische Überlegenheit der nuklearen Stromerzeugung im Mittel- und Grundlastbereich gekennzeichnet (Abb. 40). Zukünftig werden infolge der Geldentwertung die Festkosten von Kernkraftwerken stärker als die von fossil gefeuerten Anlagen steigen (Abb. 46), was nur teilweise infolge einer größeren Kostendegression bei Kernkraftwerken (Abb. 3, Abb. 38) durch den Übergang zu größeren Leistungseinheiten kompensiert werden kann. Die voraussichtliche Entwicklung der nuklearen Brennstoffpreise (Abb. 37) würde eine Steigerung des Schwerölpreises von 45 - 50 % bis 1980 erlauben (Tab. 60), um die Konkurrenzsituation (break even point) dieser Energieträger in den 70er Jahren unverändert zu lassen. Nicht abzusehende Auflagen zum Umweltschutz (sicherheitstechnische Anforderungen bei Kernkraftwerken, Maßnahmen zur Emissionsminderung bei fossil gefeuerten Anlagen) können dieses Bild noch verändern. Hauptaugenmerk der kerntechnischen Entwicklung muß auf Fragen der Produktsicherung liegen und dem Versuch gelten, die spezifischen Anlagekosten zu senken und nicht durch unnötige sicherheitstechnische Anforderungen zu belasten. Die größere Versorgungssicherheit, die durch langfristige Lieferverträge überschaubarere Brennstoffpreisentwicklung und die auch auf lange Sicht im Mittel- und Grundlastbereich zu erwartende ökonomische Überlegenheit werden der Verstromung der Kernenergie bis 1985 einen Marktanteil von mehr als 45 % (entsprechend 280 TWh/a) sichern. Dazu wird im Zeitraum von 1975 bis 1985 fast eine Verachtfachung der installierten Kraftwerksleistung auf fast 50.000 MWe notwendig sein, was außerordentliche Anforderungen an die Reaktorbauindustrie und die EVU stellen wird, denen nur durch den Übergang zu größeren Leistungseinheiten und eine engere Verflechtung, insbesondere der kleineren und mittleren EVU, entsprochen werden kann.

Der Einsatz von Braunkohle, Erdgas und Kernenergie in der Kraftwirtschaft ist zumindest bis 1985 durch die Verfügbarkeit des Brennstoffs, die Kapazität der Reaktorbauproduktion oder möglicherweise auch den Kapitalmarkt weitgehend beschränkt. Die von diesen Energieträgern gegenüber der Bedarfsentwicklung nicht ausgefüllte Lücke muß bei weitgehend autarker Versorgung durch die Verstromung von Heizöl S und Steinkohle ausgefüllt werden. Demnach ist die Schwerölverstromung auch an die der Steinkohle gekoppelt. Auf der Basis der weiter oben gemachten Annahmen über den Einsatz der Steinkohle in der Kraftwirtschaft ergibt sich, daß die installierte Leistung schwerölgefeuerter Kraftwerke bis 1980 auf knapp 18.000 MWe und bis 1985 auf 30.000 MWe ansteigen muß, um knapp 70 TWh/a in 1980 und 95 TWh/a in 1985 erzeugen zu können. Die in Abb. 48 unter Steinkohle einschließlich Mischfeuerung zusammengefaßte Kraftwerksleistung bezieht sich ab 1975 ausschließlich auf steinkohlegefeuerte Kraftwerke; Anlagen mit Mischfeuerung sind entsprechend dem erwarteten Einsatz der Energieträger anteilig der Steinkohle-, Heizöl- oder Sonstige-Kapazität zugerechnet worden. Für Ende 1971 würde diese Aufteilung einer Ölkraftwerkskapazität von etwa 9.000 MWe entsprechen.

## LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1970  
Elektrizitätswirtschaft, 70 (1971), H. 16, S. 453
- [2] K.-D. Fischer  
Die Belastungsentwicklung in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung  
der Bundesrepublik  
Elektrizitätswirtschaft, 63 (1964), H. 18, S. 633
- [3] E. Edelmann  
VDEW-Untersuchung über die Anzahl der EVU in der Bundesrepublik  
Deutschland - Stand Anfang 1971  
Elektrizitätswirtschaft, 70 (1971), H. 16, S. 487
- [4] Zielvorstellungen der bundesdeutschen Elektrizitätsversorgung  
Energie, 23. Jg. (1971), Nr. 6, S. 209
- [5] H. Solling  
Die Konzentration in der Westdeutschen Elektrizitätsversorgung  
Energie, 21. Jg. (1969), Nr. 1, S. 1
- [6] B. Neinhaus  
Die wirtschaftliche Entwicklung der großen Elektrizitätsversorgungs-  
unternehmen in den letzten 20 Jahren nach ihren Jahresabschlüssen  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 21. Jg. (1971), H. 6, S. 321
- [7] Information der Kraftwerk Union, Erlangen und Frankfurt
- [8] New boiler may keep coal competitive  
Chemical & Engineering News, January 11, 1971, p. 32
- [9] C. Miller  
Die 600 MW-Blöcke im Braunkohlenkraftwerk Niederaußem  
Energie und Technik, 23 (1971), H. 10, S. 358
- [10] H. Wiehn, H. Hennecke, F. Thelen  
Moderne Braunkohlekessel und ihre Hilfseinrichtungen  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23 (1971), Nr. 6, S. 263



- [11] H. Mandel  
Technische und wirtschaftliche Entwicklung der Stromerzeugung  
in der Bundesrepublik Deutschland  
Mitteilungen der VGB, 50 (1970), H. 4, S. 265
- [12] K. Knizia  
Entwicklungslinien thermischer Kraftwerke  
Elektrizitätswirtschaft, 68 (1969), H. 15, S. 513
- [13] H. Frewer  
Energieverbund zwischen nuklearen und konventionellen Kraftwerken  
Atomwirtschaft, Juli 1971, S. 345
- [14] K. Knizia  
Erweiterung des Kraftwerks Gersteinwerk um 4 x 400 MW  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23 (1971), Nr. 12, S. 503
- [15] E. Aguet  
Technische und wirtschaftliche Vorteile kombinierter Gasturbinen/Dampf-  
kraftwerke  
Mitteilungen der VGB, 51 (1971), H. 5, S. 402
- [16] K. Bund, K.A. Henney, K.H. Krieb  
Kombiniertes Gas/Dampf-Turbinenkraftwerk mit Steinkohlen-  
Druckvergasungsanlage im Kraftwerk Kellermann in Lünen  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23 (1971), Nr. 6, S. 258
- [17] R.G. Schwieger  
Future brightens for combined-cycle plants  
Power, October 1971, p. 105
- [18] K. Knizia  
Der Einfluß der Einsatzweise von Kraftwerksblöcken auf die Auslegung  
der Dampferzeuger  
Mitteilungen der VGB, 47 (1967), Nr. 110, S. 297
- [19] H. Haase, F. Heinrich, O. Schmoch, H. Happoldt, E. Koch, M. Simon  
Entwicklungslinien der Großmaschinen für die Stromerzeugung  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23 (1971), Nr. 6, S. 269

- [20] H.H. König  
Dampfturbinen  
Elektrizitätswirtschaft, 70 (1971), H. 14, S. 409
- [21] F. Merz, M. Halleen, F. Vest  
Jagd auf höhere Leistungen bei Großturbogruppen  
Technische Rundschau, 1971, Nr. 16, S. 57 und Nr. 17, S. 25
- [22] H. Kornbichler  
Betrachtung über Konstruktion, Werkstoffe, Verarbeitung und Prüfung  
bei Kernkraftwerken und konventionellen Kraftwerken  
Mitteilungen der VGB, 49 (1969), H. 6, S. 375
- [23] Betrieb der Kernkraftwerke  
Atomwirtschaft, Juli 1971, S. 317
- [24] Kernkraftwerksbestellungen 1970  
Atomwirtschaft, Februar 1971, S. 53
- [25] H. Kornbichler  
Fortschritte bei den wassergekühlten Reaktoren - 2. Siedewasser-Reaktoren  
Atomwirtschaft, September/Okttober 1970, S. 473
- [26] M. Kempken  
Verzeichnis der Kernkraftwerke der Welt  
Atomwirtschaft, August/September 1971, S. 487
- [27] W. Böhm, W. Erzel, K. Möller  
Physikalische Auslegung des Reaktorkerns  
Siemens-Zeitschrift, 42. Jg. (1968), Beiheft Kernkrafttechnik, S. 27
- [28] W. Böhm  
Physikalische Auslegung von Druckwasserreaktoren  
VGB-Kernkraftwerks-Seminar, Essen, 1970, S. 18
- [29] W. Böhm, U. Janssen, W. Kollmer, H. Märkl, D. Voigt  
Load Following Behaviour And Cycle Duration Flexibility  
Of Light Water Reactor Power Stations  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6.-16.Sept. 1971, AED-CONF-1971-100-04

- [30] H. Schenk  
Optimized Fuel Management in Nuclear Power Stations  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6.-16. Sept. 1971, A/CONF. 49/P/390
- [31] A Mayr, H. Schenk, G. Böger, E. Pichel, K.H. Spangenberg  
Brennelementwechsel und Wiederholungsprüfungen bei KWO  
Reaktortagung 1971, Bonn, 30. März - 2. April, Tagungsbericht S. 528
- [32] F. Winkler  
Wärmetechnische Auslegung des Reaktorkerns  
Siemens-Zeitschrift, 42. Jg. (1968), Beiheft Kernkrafttechnik, S. 33
- [33] G. Ulrych  
Wärme- und strömungstechnische Auslegung von Kern und Kühlkreis  
VGB-Kernkraftwerks-Seminar, Essen, 1970
- [34] R.G. McGrath  
Status and Trends of the Westinghouse Pressurized Water Reactor  
NUCLEX 69, Technical Meeting, No. 9
- [35] W. Kahlert, D. Knödler, H. Schweickert, H. Stehle  
Brennelemente  
Siemens-Zeitschrift, 42. Jg. (1968), Beiheft Kernkrafttechnik, S. 38
- [36] R. Holzer  
Konstruktion des Reaktorkerns, der Brennelemente und der  
Hauptkomponenten der Reaktoranlage  
VGB-Kernkraftwerks-Seminar, Essen, 1970
- [37] Westinghouse Reference Safety Analysis Report  
Volume I, 1970, S. 3 - 51
- [38] F.W. Aisch, H.P. Fuchs, R. Holzer  
Hüllrohrbeanspruchung von Brennstäben in Druckwasserreaktoren  
Reaktortagung 1971, Bonn, 30. März - 2. April, Tagungsbericht S. 554
- [39] H. Dorner  
Druckgefäße und Primärkomponenten von Druckwasserreaktoren  
Atomwirtschaft, Sept./Okt. 1970, S. 463

- [40] A. Martin, K.H. Orth  
Die Entwicklung eines Druckwasserreaktors für 2000 MWe Leistung  
Compact eines für die Reaktortagung 1972 in Hamburg vorgesehenen Vortrags
- [41] W. Keller  
Fortschritte bei den wassergekühlten Reaktoren - 1. Druckwasserreaktoren  
Atomwirtschaft, Sept./Okt. 1970, S. 469
- [42] Nucleonics Week, January 6, 1972
- [43] H. Frewer, W. Keller  
Das 1200 MW-Kernkraftwerk Biblis  
Atomwirtschaft, Oktober 1969, S. 455
- [44] S. Aas, K. Fjellestad, L. Lunde, K. Videm  
Mild Steel In The Primary Circuit Of Water Cooled Reactors  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6.-16.Sept. 1971, A/CONF. 49/P/296
- [45] U. Wolff  
Physikalische Auslegung  
VGB-Kernkraftwerks-Seminar, 1970, Essen, S. 73
- [46] O. Voigt  
Wärme- und strömungstechnische Auslegung von Kern und Kühlkreis  
VGB-Kernkraftwerks-Seminar, 1970, Essen, S. 78
- [47] W. Ullrich  
Konstruktion des Reaktorkerns, der Brennelemente und der  
Hauptkomponenten der Reaktoranlage  
VGB-Kernkraftwerks-Seminar, 1970, Essen, S. 88
- [48] Heidt, Lohse, W.Ullrich  
Die Herstellung großer Druckgefäße für Siedewasserreaktoren  
Reaktortagung 1971, Bonn, 30. März - 2. April, Tagungsbericht S. 319
- [49] Neue Druckbehälterkonstruktion  
Atomwirtschaft, Juni 1970, S. 264

- [50] P.H. Margen et al.  
Nordic Studies On Prestressed Concrete Pressure Vessels For Water Reactors  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6.-16.Sept. 1971, A/CONF. 49/P/307
- [51] Betriebsergebnisse der Kernkraftwerke in der Europäischen Gemeinschaft 1970  
Atomwirtschaft, Juli 1971, S. 377
- [52] Verfügbarkeit der Kernkraftwerke  
Atomwirtschaft, März 1971, S. 152  
Atomwirtschaft, Nov. 1971, S. 573
- [53] Betriebsergebnisse der deutschen Kernkraftwerke 1970  
Atomwirtschaft, Juli 1971, S. 373
- [54] Erfahrungen über das Brennelementverhalten in den Kernkraftwerken  
Gundremmingen und Lingen während des Brennstoffzyklus 1970/71  
AEG-E3-1987
- [55] O. Deublein, W. Keller, H. Kornbichler, H. Schenk, A. Weckesser  
Experience gained in the operation of three demonstration nuclear power  
stations in the Federal Republic of Germany and progress in the development  
of new plants under construction  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6.-16.-Sept. 1971, A/CONF.49/P/806
- [56] H. Engel, M. Möller  
Betriebsverhalten von Siedewasserreaktoren  
Reaktortagung 1971, Bonn, 30. März - 2. April, Tagungsbericht S. 465
- [57] H.E. Vann, M.J. Whitman, H.I. Bowers  
Factors affecting historical and projected capital costs of nuclear power plants  
in the United States  
Fourth United Nations International Conference on the Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6.-16.Sept. 1971, A/CONF. 49/037
- [58] H. Wolf  
Stand und Technik der Verfahren zur "Trockenen Rückkühlung" sowie deren  
wirtschaftliche Aussichten  
Bericht des Batelle-Instituts e.V., 1971

- [59] H. Fischerhof  
Die Belastbarkeit von Gewässern mit eingeleitetem Warmwasser (Kühlwasserkapazität) im internationalen Recht unter besonderer Berücksichtigung der Beanspruchung des Rheinstroms durch Kernkraftwerke  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 21. Jg. (1971), H. 2, S. 101
- [60] K. Montanus, K. Künstle  
Thermische Kraftwerke und Ökologie  
Atom und Strom, 1971, H. 4, S. 84
- [61] D. Vischer  
Kühlwasserprobleme bei Wärmekraftwerken  
Schweizerische Vereinigung für Atomenergie, Bulletin Nr. 8/9, April 1971, Beilage
- [62] H. Krolewski  
Wasserwirtschaftliche Anforderungen zur Kühlwasserversorgung  
VGB-Bautagung 1970, S. 11
- [63] Wärmelastplan Rhein  
hrsg. von der Arbeitsgemeinschaft der Länder zur Reinhaltung des Rheins  
Mai 1971
- [64] P. Jansen, W. Schikarski, H. Stehfest  
Beitrag zur Analyse der zulässigen Kraftwerksbelegung des Rheins im Hinblick auf die thermische Belastung  
Bericht des Kernforschungszentrum Karlsruhe, KFK-1511, 1972
- [65] J. Stückrad, U. Dorstewitz  
Was kommt auf uns zu?  
Umwelt, 1971, H. 5, S. 35
- [66] Nuclear Industry, July 1970, p. 12
- [67] A. Böhm, D. Bublitz, M. Hubert  
Geräuschprobleme bei großen Rückkühlanlagen  
Mitteilungen der VGB, 51 (1971), H. 3, S. 235
- [68] Cooling tower designed for smog dispersal  
Chemical & Engineering News, April 19, 1971, p. 57

- [69] H. Henning, S. Kliemann  
Niederschlags- und Nebelbildung durch Kühltürme  
Energie und Technik, 23 (1971), H. 3, S. 87  
Energie und Technik, 23 (1971), H. 4, S. 112
- [70] H. Heeren, L. Holly  
Trockenkühltürme entlasten Gewässer  
Energie, Jg. 23 (1971), Nr. 10, S. 298  
Energie, Jg. 23 (1971), Nr. 12, S. 385
- [71] Cut pollution at what price?  
Electrical World, January 19, 1970, p. 32
- [72] J.H. Wright, J.A. Nutant  
Beneficial uses of discharge heat  
Atomic Power Digest (Westinghouse), 3rd Quater 1970, p. 2
- [73] Die Elektrizitätswirtschaft und ihr Einfluß auf die Umwelt in den USA  
Archiv für Energiewirtschaft, 1971, H. 10, S. 463
- [74] H. Krüger, M. Timm  
Untersuchungen zum Einsatz von Kernreaktoren für die Fernwärmeerzeugung  
Atom und Strom, 1971, H. 10, S. 158
- [75] K. Durand, M. Ruf, W. Schikarski, J. Schwibach  
Environmental Exposure by Radionuclides in Gaseous and Liquid Effluents from  
Nuclear Power Plants in the Federal Republic of Germany  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses of  
Atomic Energy, Geneva, 6-16 Sept. 1971, A/CONF. 49/P/399
- [76] E.C. Tsivoglou  
Nuclear power: the social conflict  
Environmental Science & Technology, Vol. 5, No. 5, May 1971, p. 404
- [77] Umweltbelastung aus Tritium-Erzeugung und -Anwendung  
Atomwirtschaft, Januar 1972, S. 53
- [78] Ökologische Aspekte der Kernenergie  
Deutscher Forschungsdienst, 1971, Nr. 33, S. 154

- [79] R. Boehnert, H. Bonka  
Zu erwartende Tritiumverunreinigung durch Kernreaktoren in der Luft und  
im Wasser bei homogener Verteilung bis zum Jahr 2000  
Bericht der Kernforschungsanlage Jülich, JÜL-763-RG, Mai 1971
- [80] The future of Reprocessing in Europe  
Foratom Study, Feb. 1970
- [81] J.H. Wright  
Environmental Radiation from Pressurized Water Reactors  
Atomic Power Digest (Westinghouse), 1st Quarter 1970, p. 1
- [82] H. Engel  
Sicherheitstechnische Gesichtspunkte  
VGB-Kernkraftwerks-Seminar 1970, S. 131
- [83] M. Eisenbund  
Review of US Power Reactor Operating Experience  
IAEO-Symposium on Environmental Aspects of Nuclear Power Stations,  
10 - 14 August 1970, New York
- [84] Öl und die Reinhaltung der Luft  
Studie 4 der ESSO AG, Herbst 1969
- [85] K. Gasiorowski  
Entschwefelung für Heizöle  
Vortrag auf der Tagung "Technische Möglichkeiten zur Entschwefelung von  
Brennstoff und Abgas" am 11.11.71 im HdT in Essen
- [86] Umweltschutz - Saubere Technologien und Produkte in der Energiewirtschaft  
(korrigiert auf Basis der Ist-Werte für Brennstoffverbrauch in 1970)  
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Bildung und Wissenschaft, 1971
- [87] K. Gasiorowski  
Schwefel und Schwefeldioxid bei Kohle- und Ölfeuerungen  
in "Neue Erkenntnisse zum Thema Reinhaltung der Luft bei Ölfeuerung"  
ESSO AG, 1963
- [88] Information der ESSO AG, Hamburg
- [89] Heizöl und saubere Luft  
Diskussionsbeitrag der Deutschen Shell AG, 1971



- [90] K.M. Zentgraf  
Stand der Abgasentschwefelung  
Mitteilungen der VGB, 49 (1969), H. 1, S. 9
- [91] H. Jüntgen, K. Knoblauch  
Entschwefelung von Abgasen aus Kohle- und Ölkraftwerken  
Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie, 24 (1971), Nr. 12, S. 738
- [92] K. Husmann, G. Hänig  
Das Grillo-AGS-Verfahren zur Entschwefelung von Abgasen  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23 (1971), Nr. 3, S. 85
- [93] H. Jüntgen, K. Knoblauch  
Neuere Entwicklungstendenzen der Rauchgasentschwefelung in den USA  
und Deutschland  
Mitteilungen der VGB, 51 (1971), H. 3, S. 211
- [94] J.G. Farthing  
Development proceeds at a quickening pace  
Electrical World, May 15, 1971, p. 34
- [95] Energiewirtschaft und Umwelt  
Bericht über die 16. Arbeitstagung des Energiewirtschaftlichen Instituts an  
der Universität Köln am 23. und 24. September 1971,  
VDI-Nachrichten, 20. Oktober 1971
- [96] Zwei Schwefelfabriken für 250 Millionen DM  
Frankfurter Allgemeine Zeitung, 28.11.70, S. 22
- [97] W. Seidel  
Luftreinhaltung in den USA  
Umwelt, 1971, H. 5, S. 28
- [98] K. Schäff  
Der Staub und seine Probleme bei Kesselanlagen  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 14 (1962), Nr. 3, S. 89
- [99] Basic Technology, Section IV Air Pollution Control  
Deskbook Issue, Chemical Engineering, April 27, 1970, p. 165

- [100] H. Brandt  
Entstauber, Probleme, Erkenntnisse und Nutzenanwendung  
Energie, 20 (1968), Nr. 10, S. 297
- [101] P. Denzel  
Dampf- und Wasserkraftwerke  
Bl-Hochschultaschenbuch, Nr. 300/300a, 1967, S. 123
- [102] G. Reichert  
Planung und Auslegung des Kraftwerks Scholven  
Elektrizitätswirtschaft, 70 (1971), H. 24, S. 678
- [103] Technological Trends in the United States Electric-Power Industry  
Report from Interdevelopment, Inc., Waltham, Mass., USA, March 1971
- [104] A. Buch  
Voraussichtlicher Zubau, regionale Verteilung und Umweltbeeinflussung  
von Kraftwerken der öffentlichen Stromversorgung der BRD bis zum Jahr 2000  
Bericht für die Kernforschungsanlage Jülich GmbH, 1971, S. 56
- [105] P. Bünz  
Ursachen, Messung und Begrenzung des Feststoffauswurfes aus ölgefeuerten  
Dampfkesseln  
Mitteilung der VGB, 51 (1971), H. 6, S. 491
- [106] F. Jordan, P. Jansen, W. Schikarski  
An approach to compare air-pollution of fossile and nuclear power plants  
SM-146/57  
IAEO-Symposium on Environmental Aspects of Nuclear Power Stations,  
New York, 10-14 Aug. 1970
- [107] H. Mandel  
Standortfragen bei Kernkraftwerken  
Atomwirtschaft, Januar 1971, S. 22
- [108] K.H. Krieb  
Das Gemeinschaftskraftwerk West  
Energie und Technik, 1970, H. 8, S. 257
- [109] F.C. Rogers  
Underground nuclear power plants: environmental and economic aspects  
Nuclear News, May 1971, p. 36

- [110] G. Bischoff  
Vorkommen, Lagerstätten und Reserven von Energieträgern auf der Erde  
Das Energiehandbuch, Vieweg + Sohn, Braunschweig
- [111] H.H. Bischoff  
Energieverbrauch, Energiequellen und Energiegewinnung  
in der Bundesrepublik Deutschland  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 20 (1968), Nr. 8, S. 345
- [112] E. Gärtner  
Die Versorgung von festen Brennstoffen - eine Zukunftsaufgabe für  
den westdeutschen Kohlebergbau  
Vortrag vor der Akademie der Wissenschaft am 3. Juli 1970 in Düsseldorf
- [113] R. Schulten, K. Kugeler  
Ausblick auf zukünftige Anwendungen des Hochtemperaturreaktors  
Energie und Technik, Februar 1970, S. 53
- [114] R. Schulten, K. Kugeler, M. Kugeler  
Energiebedarfsrechnungen unter Berücksichtigung des Einsatzes von  
Kernreaktoren  
Energie und Technik, Mai 1970, S. 148
- [115] O. Schedl  
Verstromungsgesetzte und Kernenergie  
Atomwirtschaft, April 1969, S. 181
- [116] Die "Anschlußlösung" für die beiden Verstromungsgesetze  
Frankfurter Allgemeine Zeitung - Blick durch die Wirtschaft, 27. Oktober 1971
- [117] Jahresbericht 1970 des Steinkohlen-Bergbauvereins
- [118] Informationen des Bundesminister für Bildung und Wissenschaft  
1/72, 20 Januar 1972, S. 1
- [119] Braunkohle expandiert weiter  
Energie und Technik, 23 (1971), H. 7, S. 262

- [120] M. Liebrucks, H. Kummer  
Entwicklungstendenzen des Energieeinsatzes in der deutschen  
Elektrizitätswirtschaft  
Gutachten des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrage  
des Bundesministers für Wirtschaft und Finanzen, Bonn, 1971
- [121] E. Gärtner  
Braunkohlentagebau als Wasserspeicher  
Energie und Technik, 23 (1971), H. 6, S. 183
- [122] E. Reuter  
Untersuchungen über die Kosten des Energietransports  
Elektrizitätswirtschaft, 64 (1965), H. 2, S. 36
- [123] H. Mandel  
Die künftige Rolle der Kernenergie als Primärenergieträger  
Atomwirtschaft, Mai 1970, S. 220
- [124] Öffentliche Ausgaben für Kernenergie  
Deutscher Forschungsdienst, 16 (1971), Nr. 38, S. 182
- [125] H. Boigk  
Wo steht die Erdöl- und Erdgasexploration in der Bundesrepublik  
Deutschland heute ?  
Erdöl und Kohle - Erdgas - Petrochemie, 24 (1971), Nr. 5, S. 279
- [126] Oeldorado 70  
Sonderbeilage zum ESSO Magazin 1/71
- [127] Kapitalbedarf der Mineralölindustrie in den Siebziger Jahren  
Aktuelle Wirtschaftsanalyse 4 der Royal Dutch/Shell-Gruppe
- [128] K.-D. Fischer  
Pipelines - eine Folge des energiewirtschaftlichen Strukturwandels in  
Westdeutschland  
Technische Mitteilungen, 62, Jan. 1969
- [129] Here are the terms of new five-year oil deal in Libya  
Petroleum Intelligence Weekly, April 5, 1971, special supplement

- [130] W. Throm  
Was uns Teheran und Tripolis kosten  
Frankfurter Allgemeine Zeitung, 14. April 1971
- [131] Was uns die Oel-Verträge von Genf kosten  
Frankfurter Allgemeine Zeitung, 5. Februar 1972
- [132] K. Liesen  
Langfristige Planung und Versorgungssicherheit der deutschen Erdgaswirtschaft  
Glückauf, 107 (1971), Nr. 2, S. 73
- [133] Information des niederländischen Wirtschaftsministeriums, Den Haag
- [134] W. Hesselmann  
Umstellung auf Erdgas und Gestaltung von Erdgasbezugsverträgen  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23 (1971), Nr. 1, S. 7
- [135] H. Holik  
Studie über eine Leitung für Flüssig-Erdgas mit hohen Durchsätzen bei großen Entfernungen  
Brennstoff-Wärme-Kraft, 23 (1971), Nr. 1, S. 7
- [136] H. Oermann  
Der Fernleitungstransport von Erdgas in technischer und wirtschaftlicher Sicht  
Das Gas- und Wasserfach - Gas/Erdgas, 112 (1971), H. 1, S. 19
- [137] G. Schönauer  
Unterbrechbare Gaslieferungen und ihre vertraglichen Regelungen  
Das Gas- und Wasserfach - Gas/Erdgas, 112 (1971), H. 5, S. 219
- [138] P.J. Jelinek  
Aspekte des Kernbrennstoffmarktes  
Tagung der Friedrich-Ebert-Stiftung am 23./24. Nov. 1970 in Leverkusen über "Probleme einer langfristigen Planung in der mineralischen Rohstoffwirtschaft in der Bundesrepublik und im gemeinsamen Markt"
- [139] Geschäftsbericht 69/70 der Steinkohlen-Elektrizität-AG, Essen

- [140] Information der ENEA, Paris, Oktober 1971
- [141] N.J. Keen  
Studies on the extraction of uranium from sea water  
Symposium by the British Nuclear Society, March 1968, Paper 5, p. 178
- [142] R.D. Nininger  
Uranium Reserves, Future Demand And The Extent Of The Exploration Problem  
Proceedings Of A Panel On Uranium Exploration Geology  
Held in Vienna, 13-17 April 1970, p. 3
- [143] L.W. Boxer, W. Häussermann  
Uranium Resources, Production and Demand  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6-16 Sept. 1971, A/CONF. 49/P/678
- [144] Nucleonics Week, April 15, 1971, p. 2
- [145] Informationen der Uranerzbergbau GmbH & Co KG, Bonn,  
und der Urangesellschaft mbH & Co KG, Frankfurt
- [146] G. Dietrich, H. Schwarz, A. Voss  
Uran - Vorräte und Bedarf - Analysen und Prognosen  
Bericht der Kernforschungsanlage Jülich GmbH - Jül-755-Pa-RG, April 1971
- [147] Uranium, Resources, Production And Demand  
Joint Report, ENEA/IAEA, Sept. 1970
- [148] Economic Development Committee of Canadian Nuclear Association  
Applied Atomics, August 4, 1971, p. 5
- [149] R.F. Faulkner  
Outlook For Uranium Production To Meet Future Fuel Needs  
In The United States  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
Of Atomic Energy, Geneva, 6-16 Sept. 1971, A/CONF. 49/P/059
- [150] A. Klusmann, H. Völcker  
The situation of the nuclear fuel cycle industry  
Atomkernenergie, Vol. 17 (1971), Nr. 3, S. 149

- [151] H.-J. Brüchner  
Der Markt für Kernbrennstoffe  
Jahrbuch der Atomwirtschaft 1971, S. A33
- [152] Energie, 23 (1971), Nr. 6, S. 216
- [153] G. Woite  
Bericht über den 4. FORATOM-Kongreß über  
"Industrielle Aspekte des nuklearen Brennstoffkreislaufs in Europa"  
vom 21.-23.9.70 in Stockholm  
Atomwirtschaft, Dezember 1970, S. 592
- [154] Industrie, Forschung und Technologie, 29. Juni 1971, Anlage 2 - S. 1
- [155] W.E. Johnson  
U.S. Policy, Requirements and Capabilities  
H. Polak  
Enrichment Activities and Interests Abroad  
Nuclear News, January, 1971, p. 29
- [156] S.R. Sapirie  
U.S. Gaseous diffusion plant capabilities  
Enrichment Services Seminar, Nov. 7-8, 1968  
USAEC, Oak Ridge, Tennessee
- [157] K.P. Messer, J. Wehlen  
Optimierung des Betriebes von Anreicherungsanlagen und des Aufbaues  
einer größeren Trennarbeitskapazität  
Reaktortagung 1971, Bonn, 30. März - 2. April, Tagungsbericht S. 678
- [158] G. Wirths  
Der Stand der Brennstoffkreislaufindustrie in der BRD  
Atomwirtschaft, August/September 1971, S. 455
- [159] Selected Background Information On Uranium Enriching  
USAEC, ORO-668
- [160] Ch. Colhoun  
Transportbehälter für bestrahlte Brennelemente  
Atomwirtschaft, Februar 1969, S. 76

- [161] Information der Transnuklear GmbH, Frankfurt
- [162] W. Stoll  
Der äußere Brennstoffkreislauf  
Jahrbuch der Atomwirtschaft 1971, S. A 43
- [163] T. Hausmann, P. Schmiedel  
Analyse gegenwärtiger und zukünftiger Brennstoffkreislaufkosten  
von Leichtwasserreaktoren  
Reaktortagung 1971, Bonn, 30. März - 2. April, Tagungsbericht S. 666
- [164] Krachtwertuigen  
Penetratienicuw's orc Aardgas  
Circulaire Nr. 116 - Amersfoor, December 1968
- [165] H. Krause  
Behandlung und Endlagerung radioaktiver Rückstände  
Atomwirtschaft, August/September 1971, S. 461
- [166] H. Mandel  
Möglichkeiten internationaler Zusammenarbeit auf dem Kernkraftsektor  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 21 (1971), Nr. 7, S. 383
- [167] H. Schmale  
Brennstoffversorgung und Brennstoffkreislauf von Leichtwasserreaktoren  
NT B3/1967, S. 113
- [168] Information der Siemens AG, Erlangen
- [169] E. Lopez-Menchero  
La valorisation des sous-produits du traitement des combustibles nucléaires:  
nuclides recuperables des combustibles irradiés  
Eurochimic technical report 223, Mai 1968
- [170] Civilian Nuclear Power; Current Status and Future Technical and Economic  
Potential of Light Water Reactors  
WASH-1082, USAEC, 1968, Sect. 5, p. 9
- [171] Nucleonics Week, January 13, 1972, p. 5



- [172] H.E. Kann, M.J. Whitman, H.I. Bowers  
Factors Affecting Historical And Projected Capital Costs of Nuclear Power  
Plants in the United States  
Fourth United Nations International Conference On The Peaceful Uses  
of Atomic Energy, Geneva, 6 - 16 September 1971, A/CONF. 49/P/037
- [173] J.A. Lane  
Projected Cost Of Energy  
Combustion, December 1970, p.34
- [174] Studie der Ebasco Services Inc. im Auftrage der Gasunie
- [175] K.H. Krieb  
Berechnung der Strom- und Wärmeerzeugungskosten  
VDI - Bildungswerk, BW 1745 \*
- [176] P.J. Searby  
Present worth evaluations as an aid to nuclear power decisions  
Atom, vol. 178, August 1971, p. 185
- [177] M. Willems, H. Huber, A. Al, L. Barazzoni  
Euratom Economic Handbook  
EUR 3079.e (1966)
- [178] V. Shmeler  
Progress in Safeguards Systems Analysis  
Atomic Energy Review, vol. 8 (1970), no. 2, p. 417
- [179] W. Förg, V. Eitzbach  
Die Verflüssigung von Erdgas  
Linde-Berichte aus Technik und Wissenschaft, 28  
(1970), S. 27
- [180] Daten von russischem Erdgas, Versuch einer Übersicht  
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 21 (1971), H. 2, S. 107
- [181] H. Baumann  
Große Erdgasfunde in der Nordsee verringern die Ölabhängigkeit Europas  
Die Welt, 21. Januar 1971

## VERWENDETE ABKÜRZUNGEN

a	<u>annu</u> m $\hat{=}$ Jahr
AFRA	<u>A</u> verage <u>F</u> reight <u>R</u> ate <u>A</u> ssessment
AGS	<u>A</u> bgasentschwefelung
AK	<u>A</u> tmosphärisch gefeuerter <u>K</u> essel
barrel	1 barrel = 158,98 Liter
BE	<u>B</u> rennelement
BK 570	<u>B</u> raunkohlekraftwerk mit 1 <u>570</u> MWe <sub>netto</sub> -Block
BS	<u>B</u> rennstab
cif	<u>c</u> ost, <u>i</u> nsurance and <u>f</u> reight
CIP	<u>C</u> ascade <u>I</u> mprovement <u>P</u> rogram
CUP	<u>C</u> ascade <u>U</u> prating <u>P</u> rogram
DE	<u>D</u> ampferzeuger
DK	<u>D</u> ruckgefeuerter <u>K</u> essel
DWR	<u>D</u> ruckwasserreaktor
EAS	<u>E</u> nvironmental <u>A</u> ssurance <u>S</u> ystem
EK 600	<u>E</u> rdgaskraftwerk mit 1 <u>600</u> MWe <sub>netto</sub> -Block
EK 2 x 400 Kombi	<u>E</u> rdgaskraftwerk mit 2 kombinierten Gas-/Dampf- turbinenblöcken à <u>400</u> MWe <sub>netto</sub>
ENEA	<u>E</u> uropean <u>N</u> uclear <u>E</u> nergy <u>A</u> gency
EVU	<u>E</u> lektrizitäts <u>v</u> ersorgungs <u>u</u> nternehmen
fob	<u>f</u> ree <u>o</u> n <u>b</u> oard
GT	<u>G</u> asturbine
GVU	<u>G</u> as <u>v</u> ersorgungs <u>u</u> nternehmen
h	<u>h</u> ora $\hat{=}$ Stunde
HBWR	<u>H</u> alden <u>B</u> oiling <u>W</u> ater <u>R</u> eactor
HDT	<u>H</u> eiß <u>d</u> ampfturbine
He	<u>H</u> elium
HF	<u>F</u> luorwasserstoff
HK 600	<u>H</u> eizölkraftwerk mit 1 <u>600</u> MWe <sub>netto</sub> -Block
Ho	<u>O</u> berer <u>H</u> eizwert
Hu	<u>U</u> nterer <u>H</u> eizwert

IAEA	<u>I</u> <u>n</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>n</u> <u>a</u> <u>t</u> <u>i</u> <u>o</u> <u>n</u> <u>a</u> <u>l</u> <u>A</u> <u>t</u> <u>o</u> <u>m</u> <u>i</u> <u>c</u> <u>E</u> <u>n</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>g</u> <u>y</u> <u>A</u> <u>g</u> <u>e</u> <u>n</u> <u>c</u> <u>y</u>
KDV	<u>K</u> <u>o</u> <u>h</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>d</u> <u>r</u> <u>u</u> <u>c</u> <u>k</u> <u>v</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>g</u> <u>a</u> <u>s</u> <u>e</u> <u>r</u>
KFA	<u>K</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>n</u> <u>f</u> <u>o</u> <u>r</u> <u>s</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>u</u> <u>n</u> <u>g</u> <u>s</u> <u>a</u> <u>n</u> <u>l</u> <u>a</u> <u>g</u> <u>e</u> <u>J</u> <u>u</u> <u>l</u> <u>i</u> <u>c</u> <u>h</u>
lb	pound = 0,4536 kg
LWR	<u>L</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>t</u> <u>w</u> <u>a</u> <u>s</u> <u>s</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>r</u> <u>e</u> <u>a</u> <u>k</u> <u>t</u> <u>o</u> <u>r</u>
LWR 870	<u>L</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>t</u> <u>w</u> <u>a</u> <u>s</u> <u>s</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>r</u> <u>e</u> <u>a</u> <u>k</u> <u>t</u> <u>o</u> <u>r</u> <u>k</u> <u>r</u> <u>a</u> <u>f</u> <u>t</u> <u>w</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>k</u> <u>o</u> <u>m</u> <u>p</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>r</u> mit 1 <u>870</u> MWe <sub>netto</sub> -Block
LWR 1250	<u>L</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>t</u> <u>w</u> <u>a</u> <u>s</u> <u>s</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>r</u> <u>e</u> <u>a</u> <u>k</u> <u>t</u> <u>o</u> <u>r</u> <u>k</u> <u>r</u> <u>a</u> <u>f</u> <u>t</u> <u>w</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>k</u> <u>o</u> <u>m</u> <u>p</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>r</u> mit 1 <u>1250</u> MWe <sub>netto</sub> -Block
$\mu$ m	Mikrometer = $10^{-6}$ m
MS	<u>M</u> <u>a</u> <u>n</u> <u>n</u> <u>s</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>i</u> <u>c</u> <u>h</u>
MVA	<u>M</u> <u>e</u> <u>g</u> <u>a</u> <u>v</u> <u>o</u> <u>l</u> <u>t</u> <u>a</u> <u>m</u> <u>p</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>e</u> = $10^6$ Voltampere
NAM	N.V. <u>N</u> <u>e</u> <u>d</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>l</u> <u>a</u> <u>n</u> <u>d</u> <u>s</u> <u>e</u> <u>A</u> <u>a</u> <u>r</u> <u>d</u> <u>o</u> <u>l</u> <u>i</u> <u>e</u> <u>M</u> <u>a</u> <u>a</u> <u>t</u> <u>s</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>a</u> <u>p</u> <u>p</u> <u>i</u> <u>j</u>
ND	<u>N</u> <u>i</u> <u>e</u> <u>d</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>d</u> <u>r</u> <u>u</u> <u>c</u> <u>k</u>
OE	<u>O</u> <u>e</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>n</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>t</u>
SBB	<u>S</u> <u>p</u> <u>a</u> <u>n</u> <u>n</u> <u>b</u> <u>e</u> <u>t</u> <u>o</u> <u>n</u> <u>d</u> <u>r</u> <u>u</u> <u>c</u> <u>k</u> <u>b</u> <u>e</u> <u>h</u> <u>a</u> <u>l</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>r</u>
SDT	<u>S</u> <u>a</u> <u>t</u> <u>t</u> <u>d</u> <u>a</u> <u>m</u> <u>p</u> <u>f</u> <u>t</u> <u>u</u> <u>r</u> <u>b</u> <u>i</u> <u>n</u> <u>e</u>
SEK	<u>S</u> <u>t</u> <u>r</u> <u>o</u> <u>m</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>z</u> <u>e</u> <u>u</u> <u>g</u> <u>u</u> <u>n</u> <u>g</u> <u>s</u> <u>k</u> <u>o</u> <u>s</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>n</u>
SK 2 x 740	<u>S</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>n</u> <u>k</u> <u>o</u> <u>h</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>k</u> <u>r</u> <u>a</u> <u>f</u> <u>t</u> <u>w</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>k</u> mit 2 <u>740</u> MWe <sub>netto</sub> -Blöcken
SK 4 x 330 Kombi	<u>S</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>n</u> <u>k</u> <u>o</u> <u>h</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>k</u> <u>r</u> <u>a</u> <u>f</u> <u>t</u> <u>w</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>k</u> mit 4 <u>kombinierten</u> Gas-/Dampf- turbinenblöcken à <u>330</u> MWe <sub>netto</sub>
SKE	<u>S</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>n</u> <u>k</u> <u>o</u> <u>h</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>n</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>n</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>t</u>
SWR	<u>S</u> <u>i</u> <u>e</u> <u>d</u> <u>e</u> <u>w</u> <u>a</u> <u>s</u> <u>s</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>r</u> <u>e</u> <u>a</u> <u>k</u> <u>t</u> <u>o</u> <u>r</u>
TA	<u>T</u> <u>e</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>n</u> <u>i</u> <u>s</u> <u>c</u> <u>h</u> <u>e</u> <u>A</u> <u>n</u> <u>l</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>t</u> <u>u</u> <u>n</u> <u>g</u>
TAE	<u>T</u> <u>r</u> <u>e</u> <u>n</u> <u>n</u> <u>a</u> <u>r</u> <u>b</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>n</u> <u>e</u> <u>i</u> <u>t</u>
UF <sub>6</sub>	<u>U</u> <u>r</u> <u>a</u> <u>n</u> <u>h</u> <u>e</u> <u>x</u> <u>a</u> <u>f</u> <u>l</u> <u>u</u> <u>o</u> <u>r</u> <u>i</u> <u>d</u>
USAEC	<u>U</u> <u>n</u> <u>i</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>d</u> <u>S</u> <u>t</u> <u>a</u> <u>t</u> <u>e</u> <u>s</u> <u>A</u> <u>t</u> <u>o</u> <u>m</u> <u>i</u> <u>c</u> <u>E</u> <u>n</u> <u>e</u> <u>r</u> <u>g</u> <u>y</u> <u>C</u> <u>o</u> <u>m</u> <u>m</u> <u>i</u> <u>s</u> <u>s</u> <u>i</u> <u>o</u> <u>n</u>
1 TWh	= $10^3$ GWh = $10^6$ MWh = $10^9$ kWh
1 TW	= $10^3$ GW = $10^6$ MW
1 Gcal	= $10^3$ Mcal = $10^6$ kcal
nvt	Neutronen/cm <sup>2</sup>

Heizwerte und Umrechnungsfaktoren für Energieträger

Energieträger	Einheit	Unterer Heizwert in kcal	Steinkohlen-einheit (7 000 kcal/kg)	Öleinheit (10 000 kcal/kg)	B. Th. U. (3,968 B. Th. U. = 1 kcal)	Therm (100 000 B. Th. U. oder 25 210 kcal)
Steinkohlen . . . . .	kg	7 000	1,00	0,70	27 776	0,278
Steinkohlenbriketts . . . . .	kg	7 500	1,07	0,75	29 760	0,298
Steinkohlenkoks . . . . .	kg	6 800	0,97	0,68	26 982	0,270
Steinkohlenschwelkoks . . . . .	kg	6 800	0,97	0,68	26 982	0,270
Rohbraunkohlen . bis 1965	kg	2 000	0,28	0,20	7 936	0,079
ab 1966	kg	1 850	0,26	0,19	7 341	0,073
Staub- und Trockenkohlen . . . . .	kg	4 800	0,69	0,48	19 046	0,190
Braunkohlenbriketts . . . . .	kg	4 800	0,69	0,48	19 046	0,190
Braunkohlenschwelkoks . . . . .	kg	4 800	0,69	0,48	19 046	0,190
Pechkohlen . . . . .	kg	5 000	0,71	0,50	19 840	0,198
Hartbraunkohlen . . . . .	kg	3 500	0,50	0,35	13 888	0,139
Klärschlamm . . . . .	kg	2 030	0,29	0,20	8 055	0,081
Brenntorf . . . . .	kg	3 000	0,43	0,30	11 904	0,119
Brennholz <sup>1)</sup> . . . . .	kg	3 500	0,50	0,35	13 888	0,139
Kokereigas . . . . .	m <sup>3</sup> <sub>n</sub>	4 000	0,57	0,40	15 872	0,159
Stadtgas . . . . .	m <sup>3</sup> <sub>n</sub>	4 000	0,57	0,40	15 872	0,159
Grubengas (Methan) . . . . .	m <sup>3</sup> <sub>n</sub>	4 000	0,57	0,40	15 872	0,159
Gichtgas . . . . .	m <sup>3</sup> <sub>n</sub>	1 000	0,143	0,100	3 968	0,040
Erdgas, deutsches . . . . .	m <sup>3</sup>	7 700	1,10	0,77	30 554	0,306
Erdgas, niederländisches . . . . .	m <sup>3</sup>	7 560	1,08	0,76	29 998	0,300
Erdölgas . . . . .	m <sup>3</sup>	9 450	1,35	0,95	37 498	0,375
Klärgas . . . . .	m <sup>3</sup>	5 300	0,76	0,53	21 026	0,210
Raffineriegas . . . bis 1963	kg	11 200	1,6	1,12	44 441	0,444
ab 1964	kg	9 800	1,4	0,98	38 886	0,389
Flüssiggas . . . . .	kg	10 950	1,56	1,10	43 250	0,433
Erdöl . . . . . bis 1959	kg	10 000	1,43	1,00	39 680	0,397
ab 1960	kg	10 100	1,44	1,01	40 077	0,401
Benzin, Benzol . . . . .	kg	10 400	1,49	1,04	41 267	0,413
Turbinenkraftstoff . . . . .	kg	10 200	1,46	1,02	40 474	0,405
Dieselöl . . . . .	kg	10 200	1,46	1,02	40 474	0,405
Petroleum . . . . .	kg	10 200	1,46	1,02	40 474	0,405
Heizöl, leichtes . . . . .	kg	10 200	1,46	1,02	40 474	0,405
Heizöl, schweres . . . . .	kg	9 800	1,40	0,98	38 886	0,389
Petrolkoks . . . . .	kg	7 000	1,00	0,70	27 776	0,278
Rohteer, Pech . . . . .	kg	9 000	1,29	0,90	35 712	0,357
Elektrische Energie . . . . .	kWh	860	0,123	0,086	3 412	0,034
Wasserkraft, Kernbrennstoff und Müll beim Einsatz zur Stromerzeugung sowie Einfuhrstrom . . . . .						
kWh wird mit dem jeweiligen spezifischen Brennstoffverbrauch in öffentlichen Wärmekraftwerken bewertet; das waren in g SKE:						
		1955=490	1958=439	1961=400	1964=372	1967=350
		1956=477	1959=424	1962=392	1965=365	1968=338
		1957=460	1960=408	1963=383	1966=355	

<sup>1)</sup> Faktor für die Umrechnung von fm auf l = 0,7