



KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH
GESELLSCHAFT MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG

Programmgruppe
Systemforschung und Technologische Entwicklung

Programmstudie
„Sekundärenergiesysteme“
(Kurzfassung)

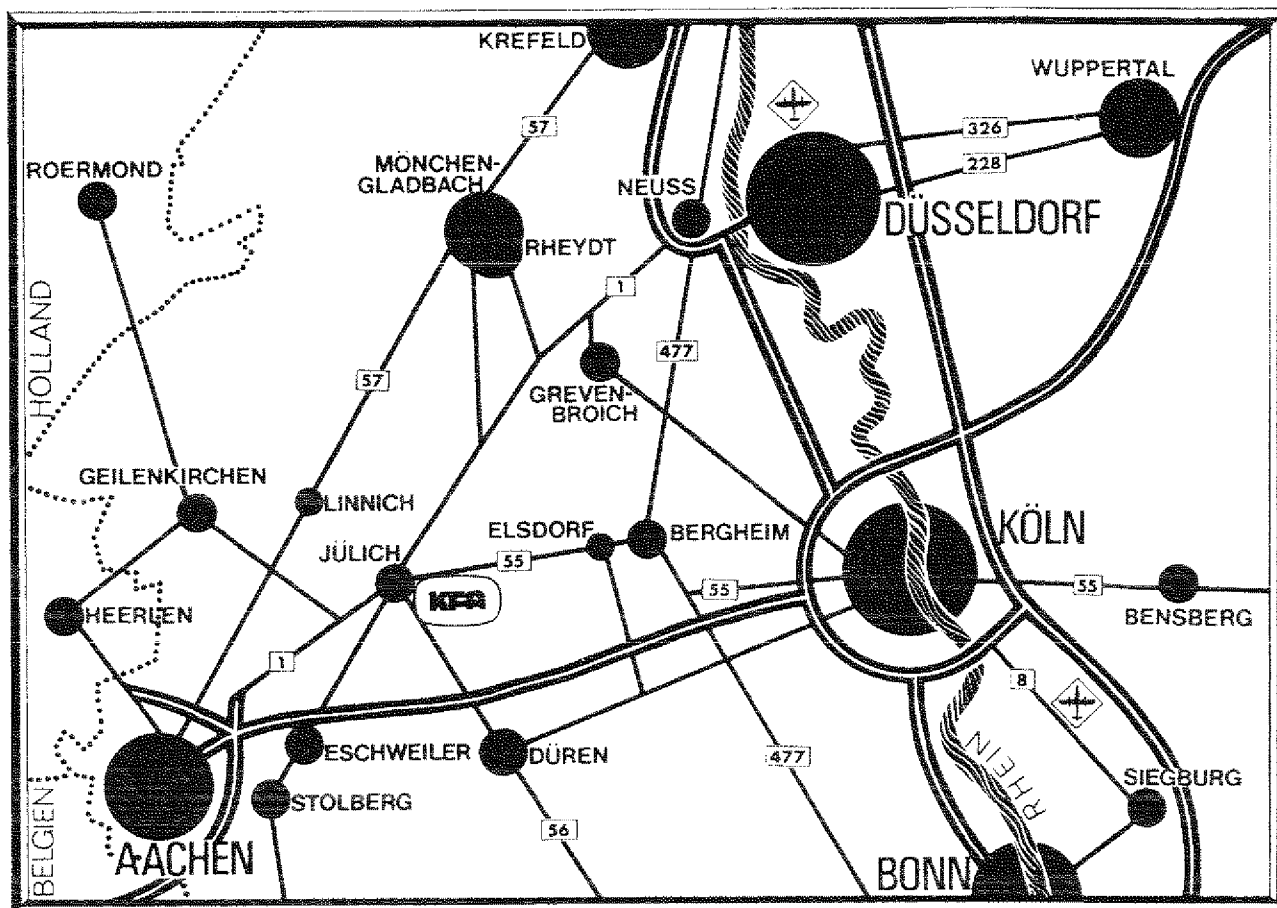
Strom
Kohleveredlungsprodukte
Wasserstoff
Nukleare Fernenergie
Fernwärme

im Auftrag des Bundesministeriums
für Forschung und Technologie

in Zusammenarbeit mit
Bonnenberg & Drescher Ingenieurgesellschaft mbH
Institut für Reaktorentwicklung der KFA-Jülich
KA-Planungs GmbH
Messerschmidt-Bölkow-Blohm GmbH
Technischer Überwachungs-Verein Rheinland e.V.

JÜI - 1148 - SE
Dezember 1974

Als Manuskript gedruckt



Berichte der Kernforschungsanlage Jülich - Nr. 1148

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung Jülich - 1148 - SE

Dok.: Electric Power
 Coal Upgrading
 Hydrogen
 Nuclear Long Distance Energy
 District Heating
 Energy Prognosis

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

Programmstudie

„Sekundärenergiesysteme“

(Kurzfassung)

Strom
Kohleveredlungsprodukte
Wasserstoff
Nukleare Fernenergie
Fernwärme

**im Auftrag des Bundesministeriums
für Forschung und Technologie**

in Zusammenarbeit mit

Bonnenberg & Drescher Ingenieurgesellschaft mbH
Institut für Reaktorentwicklung der KFA-Jülich
KA-Planungs GmbH
Messerschmidt-Bölkow-Blohm GmbH
Technischer Überwachungs-Verein Rheinland e.V.

Diese Studie
wurde vom Bundesministerium für Forschung und Technologie
unter dem Kennzeichen ET 17 gefördert.

Wissenschaftliche Mitarbeiter aus der Programmgruppe
Systemforschung und Technologische Entwicklung

Th. Bohn (wiss. Gesamtleitung)

G. Dietrich (Federführung)

K. Düring

P. Eich

H.-G. Eickhoff

H. Kelleter

G. Kolb

W. Lenhardt

Chr. Manthey

St. Rath-Nagel

H.-G. Thissen

M. Walbeck

Einführung

Die neue Situation der Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland nach November 1973 machte es erforderlich, neue Überlegungen in bezug auf die Erhöhung der Versorgungssicherheit anzustellen.

Das Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) hat im Rahmenprogramm Energieforschung — 1974 bis 1977 — Schwerpunkte gesetzt, die insbesondere auch die rationelle Energieverwendung und die Förderung neuer Technologien zur Herstellung von Sekundärenergieträgern beinhalten.

Das BMFT vergab Anfang 1974 einen Auftrag an die Kernforschungsanlage Jülich, Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE), eine Programmstudie über Sekundärenergiesysteme unter besonderer Berücksichtigung der „Nuklearen Kohleveredelung“, Wärmeversorgung mit Fernwärme und Nuklearer Fernenergie und des Wasserstoffs als Sekundärenergieträger zu erstellen. Der Auftrag wurde von der STE der KFA-Jülich unter Mitarbeit von Bonnenberg & Drescher Ingenieurgesellschaft mbH, Institut für Reaktorentwicklung der KFA-Jülich, KA-Planungs GmbH, Messerschmidt-Bölkow-Blohm GmbH und Technischer Überwachungs-Verein Rheinland e.V. durchgeführt.

Die vorliegende Kurzfassung dieser Studie hat das Ziel, den Inhalt und die wichtigsten Ergebnisse darzustellen.

Sie wird mit Ausweitung auf alle Sekundärenergieträger in Koordination mit der Programmleitung „Angewandte Systemanalyse“ in der Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen (AGF) weitergeführt werden.

Bei der Erarbeitung der vorliegenden Ergebnisse zeigte sich schon, daß eine Abkehr von der derzeitigen Energieversorgungsstruktur zugunsten höherer Versorgungssicherheit eine Verminderung des Energienutzungsgrades zur Folge hat. Dies ergibt sich vor allem deswegen, weil die importierten Energieträger Erdöl und Erdgas einen außerordentlich hohen Umwandlungswirkungsgrad haben. Dieser Tendenz sollte durch die Einführung neuer Technologien, die verstärkte Nutzung der Wärme-Kraftkopplung und einer Verbesserung der Wirkungsgrade bei der Endenergienutzung entgegengewirkt werden.

Bei der Umstrukturierung der Energiebedarfsdeckung sollte aber generell nicht eine Zielgröße allein zur Bewertung herangezogen werden. Energienutzungsgrad bzw. Ressourcenschonung, Wirtschaftlichkeit, Umweltfreundlichkeit und Benutzungsfreundlichkeit sollten gleichzeitig optimiert werden.

Verzeichnis der verwendeten Abkürzungen

AGF	Arbeitsgemeinschaft der Großforschungseinrichtungen
BASF	Badische Anilin- und Sodafabrik
BF	Bergbau-Forschung GmbH
BIP	Bruttoinlandprodukt
BMFT	Bundesministerium für Forschung und Technologie
BSP	Brutto-Sozialprodukt
EG	Europäische Gemeinschaft
EVA	Einzelspaltrohr-Versuchs-Anlage
EVU	Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmen
Gast.	Gasturbine
GHT	Gesellschaft für Hochtemperaturreaktor-Technik mbH
HHT	Hochtemperaturreaktor mit Heliumturbine großer Leistung
HKW	Heizkraftwerk
HTR	Hochtemperaturreaktor
H/C	Wasserstoff/Kohlenstoff
KA	Kraftanlagen
KFA	Kernforschungsanlage Jülich
Kfz	Kraftfahrzeug
KKS	Kernkraftwerk Stade
Kond.	Kondensations-Dampfturbine
KRB	Kernkraftwerk-RWE-Bayernwerk, Gundremmingen
KWO	Kernkraftwerk Obrigheim
KWS	Kohlenwasserstoffe
LKW	Lastkraftwagen
LWR	Leichtwasserreaktor
NW	Nennweite
NWK	Nordwestdeutsche Kraftwerke
PKW	Personenkraftwagen
RBW	Rheinische Braunkohlenwerke
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
SNG	Substitute Natural Gas
STE	Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung
TA-Luft	Technische Anleitung-Luft
TÜV	Technischer Überwachungs-Verein

Inhaltsverzeichnis

	Seite		Seite
1. Bedarfsanalyse	9	5.5. Standortbetrachtungen	52
1.1. Energiebilanz und derzeitige Verbrauchsstruktur	9	5.6. Entwicklungsanforderungen und Abschätzung der Entwicklungszeiten	53
1.2. Entwicklung des Energiebedarfs bis zum Jahre 2000	11	5.7. Substitutionspotential und Zeitpunkt der Markteinführung	54
1.3. Einsatzpotentiale und Einsatzzeiten	19		
1.4. Probleme der Bedarfsdeckung	20	6. Fernwärme	55
		6.1. Ermittlung des Fernwärmepotentials	55
2. Strom	21	6.2. Kostenanalyse konventioneller Raum- und Prozeßwärmeerzeugung	59
2.1. Bedarfsanalyse und Bedarfsdeckung	21	6.3. Technik und Kosten für Erzeugung, Transport, Unterverteilung und Speicherung von Fernwärme	60
2.2. Stand und technologische Entwicklung der Kraftwerke und der Stromverteilung	22	6.4. Darstellung der Anwendbarkeit der Fernwärme aus Kernkraftwerken an den Beispielen München und Düsseldorf	64
2.3. Umweltbelastung der Elektrizitäts- kraftwerke	24		
2.4. Stromkosten	25	7. Bewertung und Vergleich der untersuchten Sekundärenergieträger	69
2.5. Wärmekraftkopplung	27	7.1. Auswahl und Definition der Kriterien zur Bewertung	69
2.6. Energiespeicher in der Elektrizitäts- versorgung und Spitzenlastdeckung	27	7.2. Auswahl der zur vergleichenden Bewertung herangezogenen Sekundärenergieträger	71
		7.3. Vergleichende Bewertung „Raffineriebenzin mit Synthetischem Benzin und Methanol“	72
3. Kohleveredelung	31	7.4. Vergleichende Bewertung „Erdgas mit Synthetischem Gas und Heizöl EL“	72
3.1. Übersicht über die Kohleveredelung	31	7.5. Vergleichende Bewertung „Fernwärme, Nukleare Fernenergie und Heizöl EL“	73
3.2. Kohlevorräte	31	7.6. Grenzen der vergleichenden Bewertung	74
3.3. Bedarf an Kohleveredelungsprodukten	32	7.7. Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Einführung neuer, aus heimischer Primär- energie hergestellter Sekundärenergieträger	74
3.4. Verfahren zur Kohleveredelung	33		
3.5. Transport und Speicherung	36	8. Vorschläge für ein Programm zur Förderung der technologischen Weiterentwicklung und der Markteinführung von Sekundärenergie- systemen	77
3.6. Markteinführung und Überlegungen zur Versorgungssicherheit	36	8.1. Grundlagen für die Vorschläge zur Förderung	77
		8.2. Vorschläge zur Förderung	77
4. Wasserstoff	39		
4.1. Derzeitiger Verbrauch und Bedarfspotential	39	9. Literaturverzeichnis	81
4.2. Herstellungsverfahren von Wasserstoff	40		
4.3. Transport- und Nutzungseigenschaften von Wasserstoff	44		
5. Nukleare Fernenergie	47		
5.1. Bedarfsprognose	47		
5.2. Struktur und Kosten der Erzeugung von Nuklearer Fernenergie	47		
5.3. Struktur und Kosten des Transports und der Verteilung	49		
5.4. Anwendungen der Nuklearen Fernenergie und Kosten der Heizwärme beim Abnehmer	50		

1. Bedarfsanalyse

1.1. Energiebilanz und derzeitige Verbrauchsstruktur

Die Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland ist – ähnlich der anderer Industriestaaten – durch einen relativ hohen Ölanteil von derzeit etwa 55 % [1–1] gekennzeichnet. Das läßt sich aus dem Energieflußbild des Jahres 1973 erkennen (Prinzip nach [1–2]).

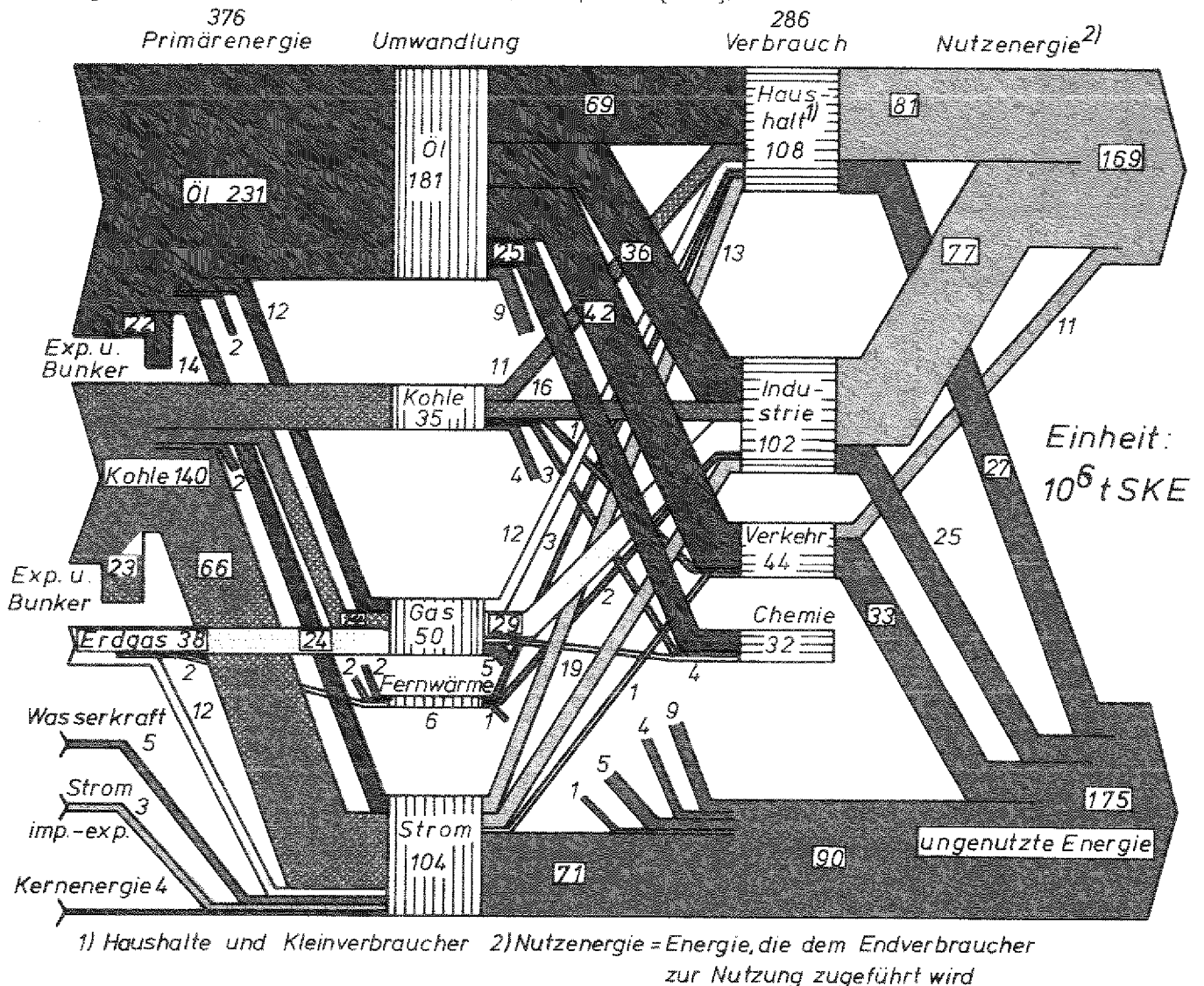
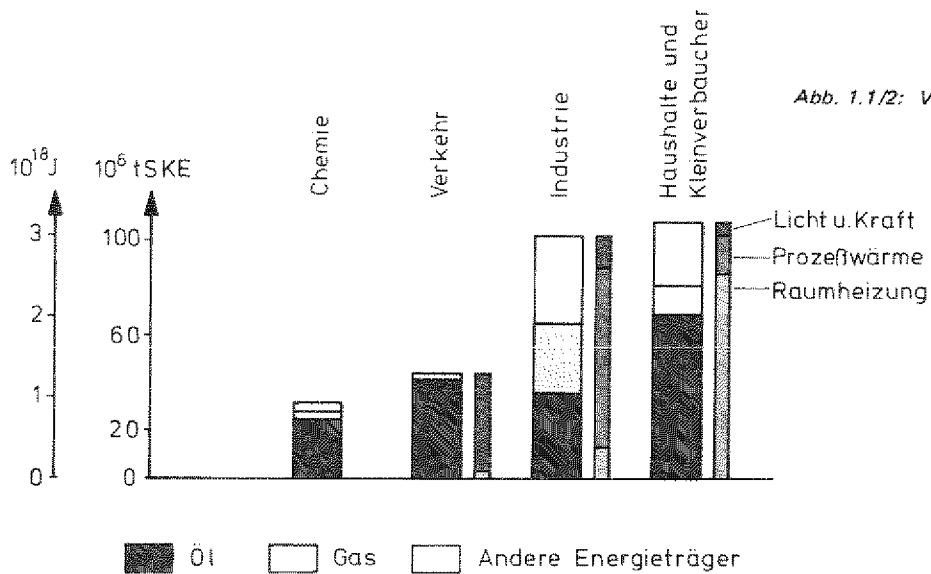


Abb. 1.1/1: Vereinfachtes Energieflußbild der Bundesrepublik Deutschland vom Jahre 1973

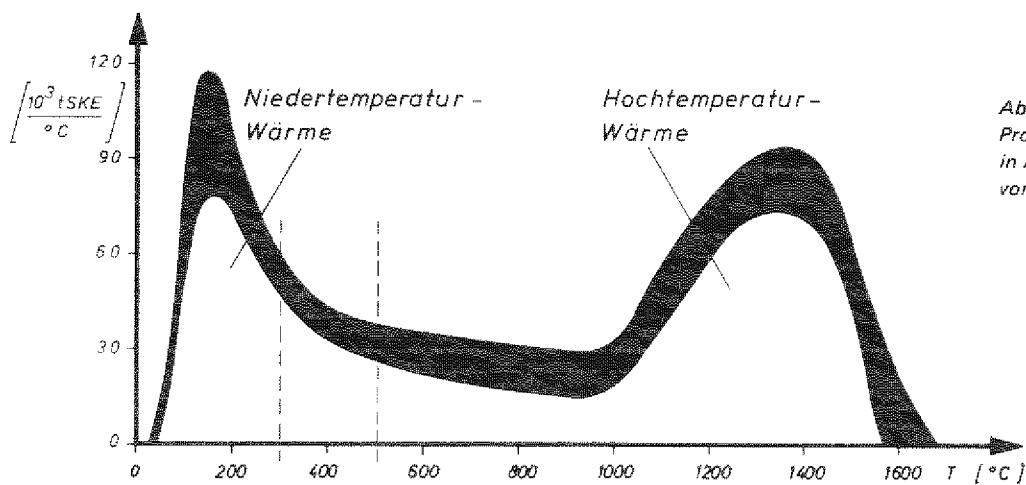
Wegen der seit Ende 1973 bestehenden Unsicherheit der Ölversorgung und der drastischen Erhöhungen der Ölpreise um 300 % traten Energieversorgungsprobleme auf, die wahrscheinlich auch noch in den nächsten 2 Jahrzehnten die Wirtschaft der Bundesrepublik Deutschland nachhaltig beeinflussen werden.

Für das volle Verständnis der neuen Situation der Energieversorgung der Bundesrepublik Deutschland sind detaillierte Analysen erforderlich, die insbesondere den Bedarf an Öl aufzeigen müssen.

Eine sektorale Analyse des neuen Energiebedarfs zeigt, daß nur ein Drittel der Ölprodukte dort, wo sie schwer substituierbar sind, das ist im Verkehr und in der Rohstoffchemie, verbraucht werden. Die restlichen zwei Drittel werden größtenteils für Raumheizung und Warmwasserbereitung im niedertemperaturigen Bereich verbraucht, wo sie prinzipiell leichter substituierbar sind. Diese Verhältnisse sind in Abb. 1.1/2 in Anlehnung an [1–3] dargestellt.



Nur in der Industrie benötigt man hochtemperaturige Wärme. Eine Abschätzung des Bedarfs in Abhängigkeit von der Temperatur zeigt Abb. 1.1/3 (Daten erhoben aus [1—4, 1—5, 1—6]).



Zur besseren Charakterisierung der Verbrauchsstruktur wurde auch die regionale Verteilung des Energiebedarfs untersucht.

Abb. 1.1/4 zeigt als Beispiel ein Resultat dieser umfassenden Erhebungen, nämlich die Überlagerung von Energieverbrauchs-(Verdichtungsräume) und Energieerzeugungszentren (Kraftwerke > 10 MW).

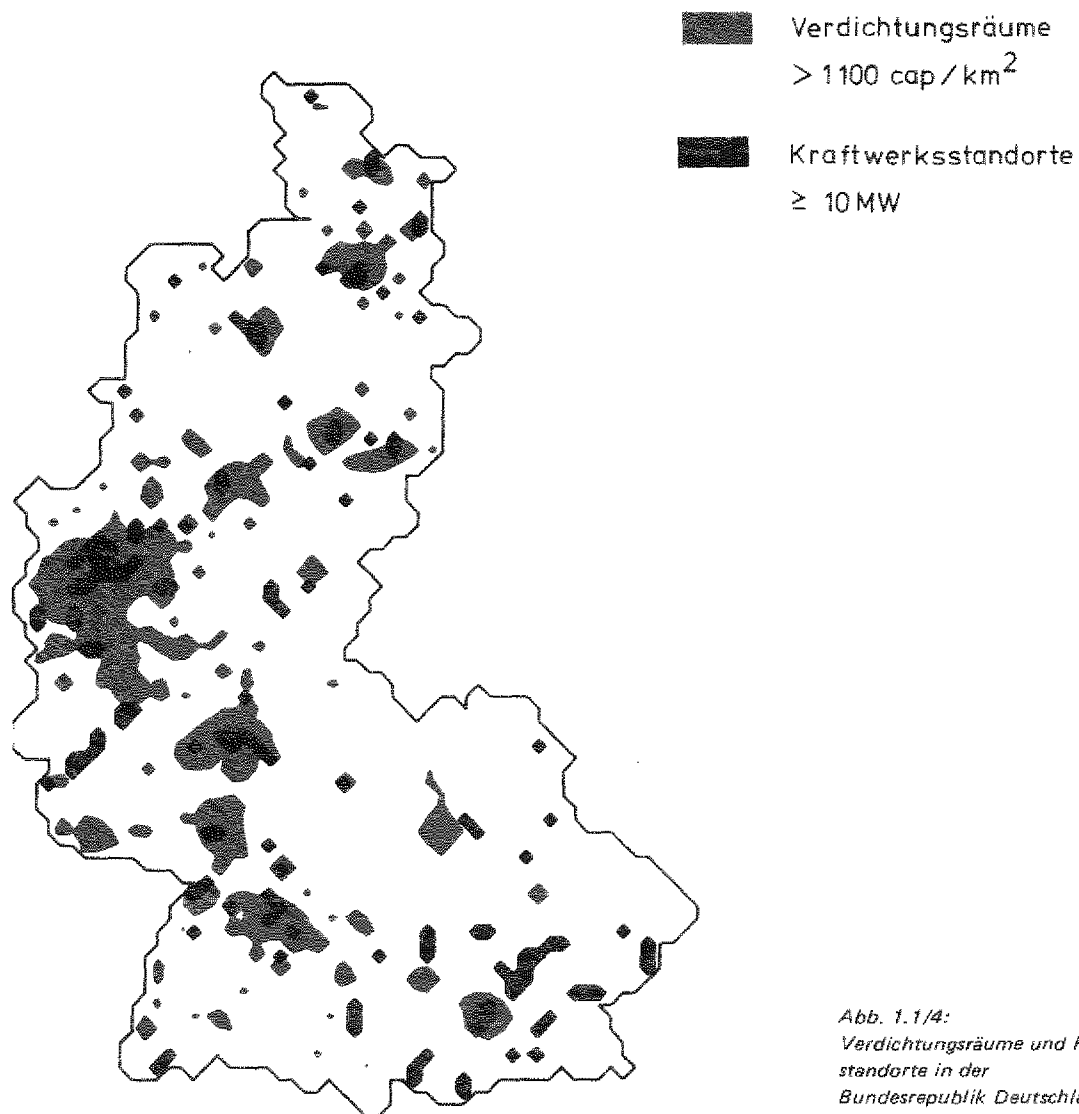


Abb. 1.1/4:
 Verdichtungsräume und Kraftwerks-
 standorte in der
 Bundesrepublik Deutschland

1.2. Entwicklung des Energiebedarfs bis zum Jahre 2000

Vergleicht man bisherige Prognosen über die Entwicklung des Energiebedarfs in der Bundesrepublik Deutschland, dann ist eine große Streubreite feststellbar. Die Prognosen vor 1973 weisen meistens einen erheblich höheren Energieverbrauch aus als die neuen (beispielsweise [1–7, 1–8, 1–9]).

Nachfolgend werden mit zwei verschiedenen Methoden Bedarfsabschätzungen durchgeführt.

1.2.1. Prognose aus Trendextrapolation und Korrelationsbeziehung zum Wirtschaftswachstum

Bei der Abschätzung der Bedarfsentwicklung wurde hier von dem Verhältnis Endenergiebedarf in den Sektoren zu Wirtschaftswachstum und vom Wirtschaftswachstum selbst ausgegangen. Weiterhin wurde angenommen, daß die Bevölkerung in etwa konstant bleibt und daß grundsätzlich sparsam mit Energie umgegangen wird.

Nachfolgend werden zwei der untersuchten Varianten wiedergegeben. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

Variante 1

(unterer Eckwert des Energieverbrauches)

1. Ständiger Druck am Energiemarkt, gekennzeichnet durch weiterhin ständig steigende Preise und anhaltende Versorgungsunsicherheit.
2. Die jährliche Wachstumsrate des Brutto-Sozialproduktes (BSP) sinkt von 3 % bis zum Jahre 1985 auf 2 % für die Zeit von 1985 bis 2000.
3. Eine Trendextrapolation der Verhältnisse Endenergieverbrauch der Sektoren zu Brutto-Sozialprodukt wurde, wie dies in Abb. 1.2/1 dargestellt ist, vorgenommen. Dabei wurden für Haushalte und Kleinverbraucher die Daten für 1960 bis 1970 aus [1–10] entnommen. Der Verbrauch des Sektors Haushalte wurde ab 1985 aus einer geschätzten Wohnraumentwicklung prognostiziert, weil eine Entkopplung vom Brutto-Sozialprodukt angenommen wurde.

Variante 2

(wahrscheinliche Entwicklung)

1. Weniger angespannte Situation des Energiemarktes, jedoch mittlere Preissteigerungsraten nach Abb. 7.1/1.
2. Die jährliche Wachstumsrate des Brutto-Sozialproduktes (BSP) sinkt von 3 % bis zum Jahre 1985 auf 2,6 % für die Zeit von 1985 bis 2000.

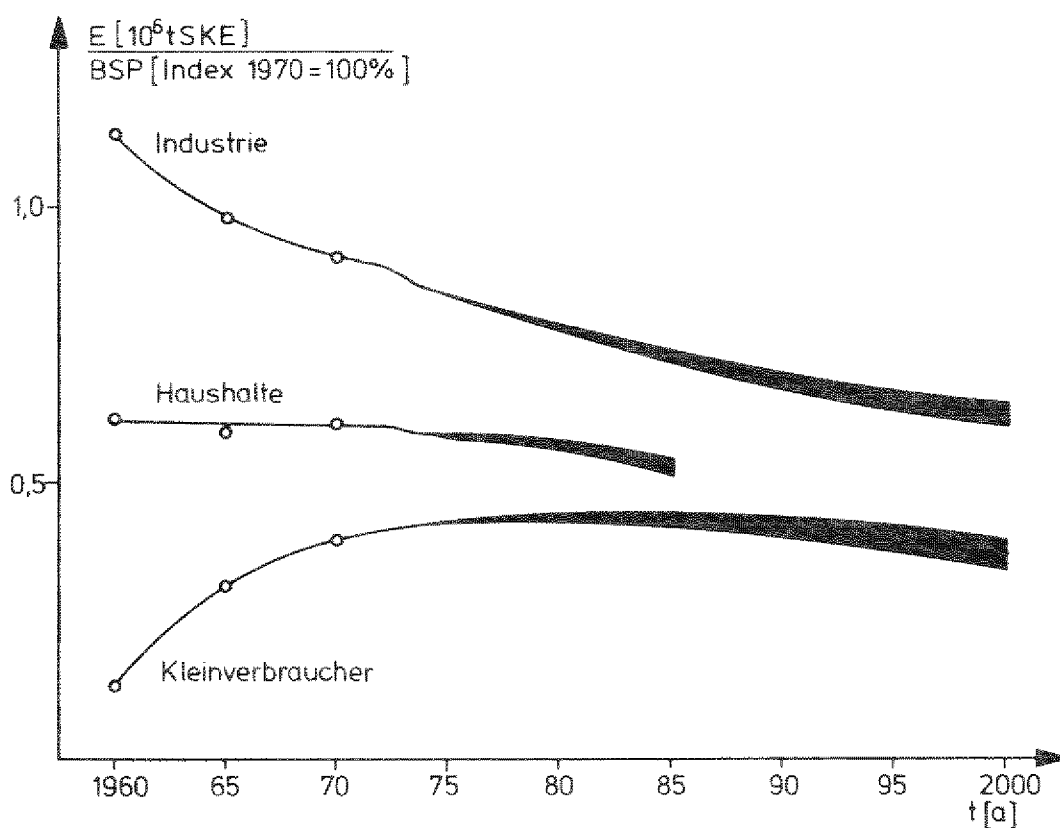
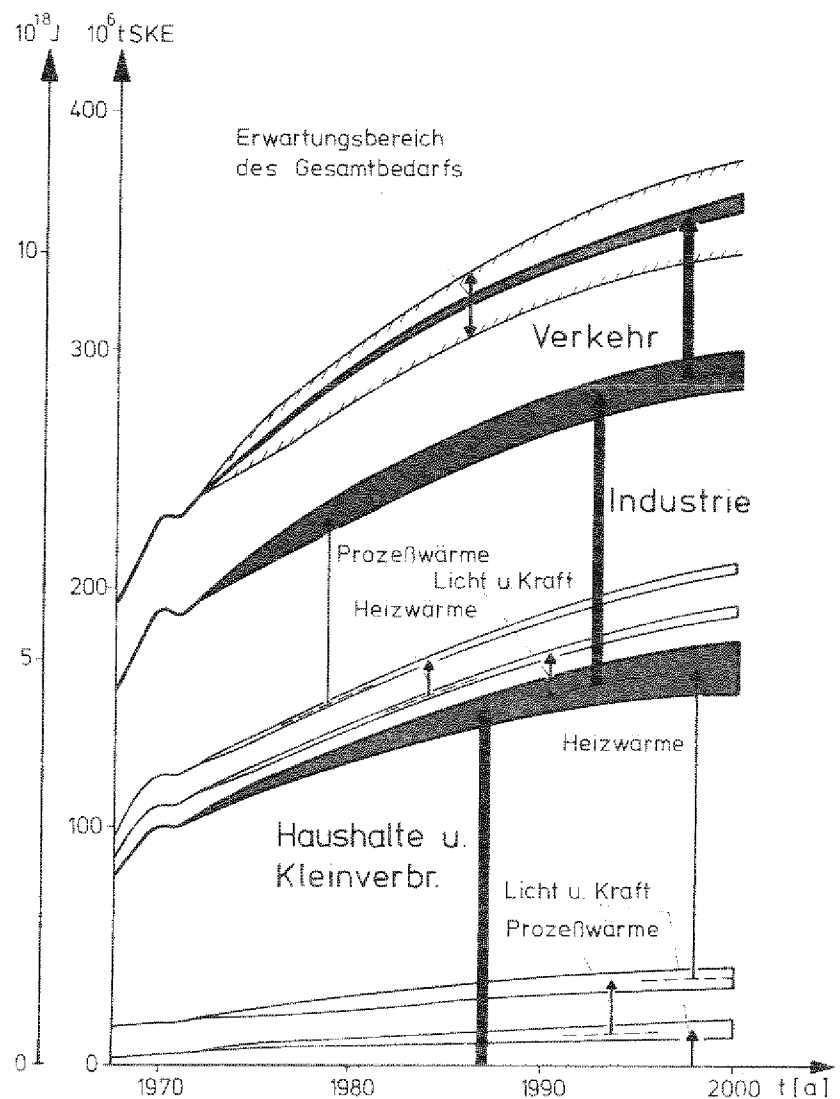


Abb. 1.2/1: Verhältnis Endenergieverbrauch der Sektoren zu Brutto-Sozialprodukt

4. Für den Sektor Verkehr wurden gesonderte Überlegungen angestellt (Sättigungsgrenze 2,5 cap/PKW bzw. 25 cap/LKW etc).
5. Der Primärenergieverbrauch an Kohle bleibt konstant und beträgt 126 Mio t SKE.
6. Der Erdgaseinsatz wurde auf der Basis von vorhandenen Verträgen, eigenen sicheren und wahrscheinlichen Reserven und wahrscheinlichen Verträgen abgeschätzt.

Die Ergebnisse der Ermittlungen für die Variante 1 – aufgestellt nach dem Energieeinsatz in Sektoren und der Art der Verwendung – zeigt Abb. 1.2/2. Der Endenergiebedarf beträgt bei dieser Minimalvariante im Jahre 2000 365 Mio t SKE.

Abb. 1.2/2:
Variante 1 Endenergiebedarf der Sektoren



Bei der Variante 2, bei der von einem höheren BSP-Wachstum ausgegangen wurde, ergibt sich der Endenergieverbrauch im Jahre 2000 zu 400 Mio tSKE. Die Ergebnisse dieser Variante, die wir als wahrscheinlicher ansehen, werden in der gesamten Studie als Richtwerte angesehen und sind in Abb. 1.2/3 – hier in der Kurzfassung aufgeteilt nach Art der eingesetzten Sekundärenergieträger – dargestellt.

Den Bedarf an Primärenergieträgern der Variante 2 zeigt Abb. 1.2/4 und das entsprechende Energieflußdiagramm für das Jahr 2000 Abb. 1.2/5. Aus diesem Energieflußdiagramm ist zu erkennen, daß der Wirkungsgrad bei der Umwandlung von Primärenergie in Endenergie im Jahr 2000 gegenüber heute erheblich geringer würde. Die Ursache dafür ist in der veränderten Struktur der Energieversorgung zu suchen. Der Übergang zu versorgungssicheren Energieträgern, also die Abkehr vom Mineralöl, und die verstärkte Stromerzeugung führen diesen Trend herbei. Dieser Tendenz kann nur durch die Einführung neuer Technologien und neuer Sekundärenergieträger entgegengewirkt werden, da diese gegenüber der Stromerzeugung erheblich bessere Wirkungsgrade aufweisen. Dazu zählen die Einführung der Kohleveredelung und der Einsatz der Kernenergie auf dem nichtelektrischen Sektor. Einen erheblichen Beitrag zur Verbesserung der Energiebilanz wird die Ausweitung der Fernwärme bringen. In diesem Energieflußdiagramm ist zwar die Fernwärmeerzeugung aus bilanztechnischen Gründen mit der gesamten Primärenergiebereitstellung belastet, ihr Beitrag zur Verbesserung der Primärenergienutzung ist aber durch eine Erhöhung der angenommenen Stromerzeugungswirkungsgrade berücksichtigt.

Der Beitrag neuer Technologien läßt sich am besten an der Abbildung 1.2/6 verdeutlichen. In dieser Abbildung ist ein vereinfachtes Energieflußdiagramm der Bundesrepublik Deutschland für das

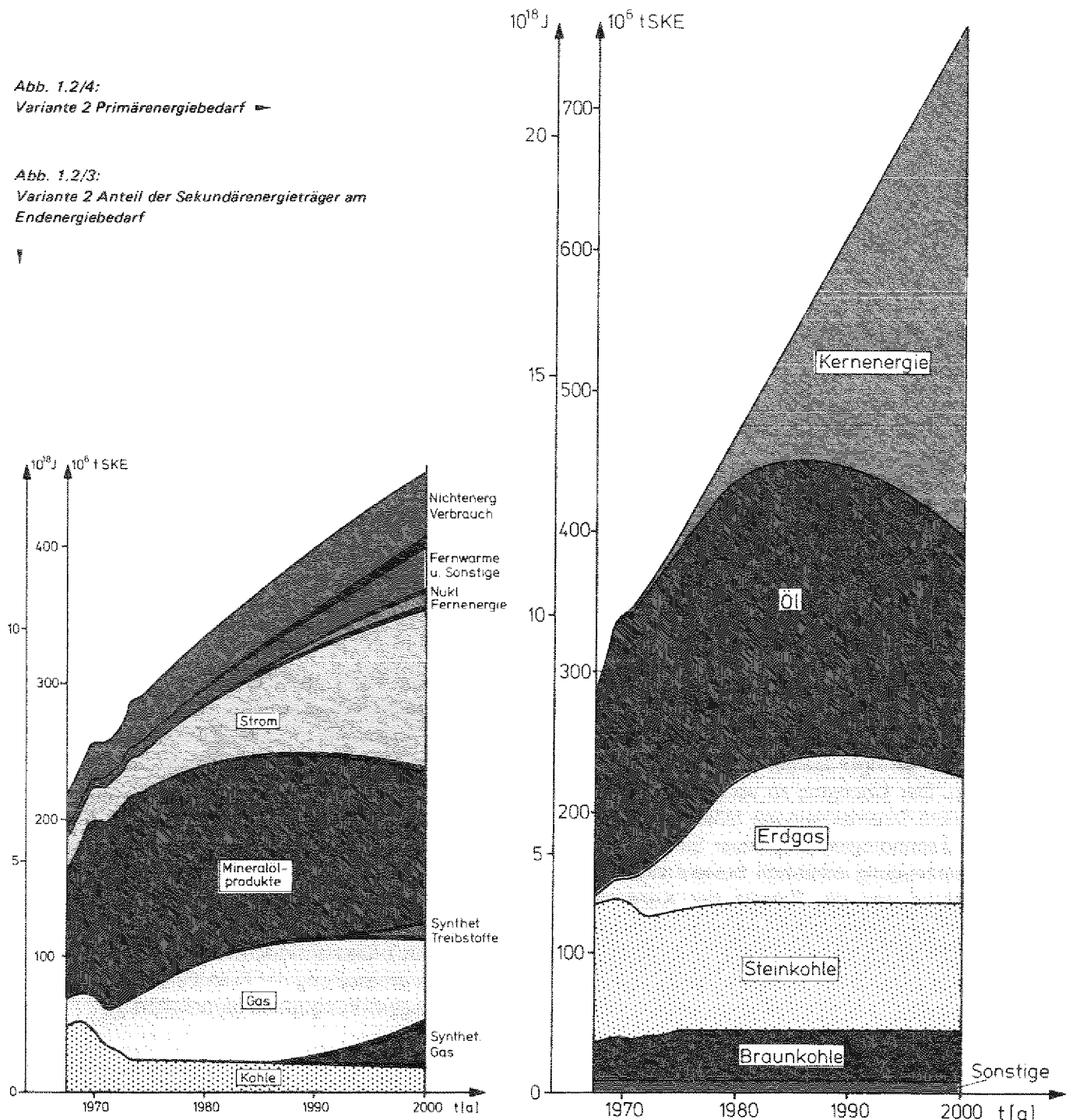
Jahr 2000 dargestellt, in welchem der Beitrag neuer Technologien durch eine verstärkte Stromerzeugung ersetzt wird. Zur Sicherstellung der gleichen Nutzenergiemenge in Höhe von 283 Mio t SKE müssen 90 Mio t SKE Primärenergie (Kernenergie) mehr bereitgestellt werden. Dieser Mehrbedarf erhöht allein den Anteil der ungenutzten Energie und trägt nicht zu einer Erhöhung der zur Verfügung stehenden Nutzenergie bei.

Dieses Beispiel macht deutlich, daß beim Übergang auf versorgungssichere Energieträger die verstärkte Stromerzeugung nicht der einzige Weg sein darf. Vielmehr müssen neue Technologien, die auf der Verwendung von sicheren Energieträgern beruhen, in verstärktem Maße in unsere Energieversorgung eingeführt werden.

Ein großer Beitrag zur Verminderung des Mißverhältnisses zwischen Nutzenergie und ungenutzter Energie kann vom Verbraucher selbst geleistet werden. Eine weitere Erhöhung des hier schon gegenüber 1973 verbesserten Wirkungsgrades bei der Umwandlung von Endenergie in Nutzenergie ist bei verändertem „Energiebewußtsein“ sicherlich möglich.

Abb. 1.2/4:
Variante 2 Primärenergiebedarf ➔

Abb. 1.2/3:
Variante 2 Anteil der Sekundärenergieträger am Endenergiebedarf



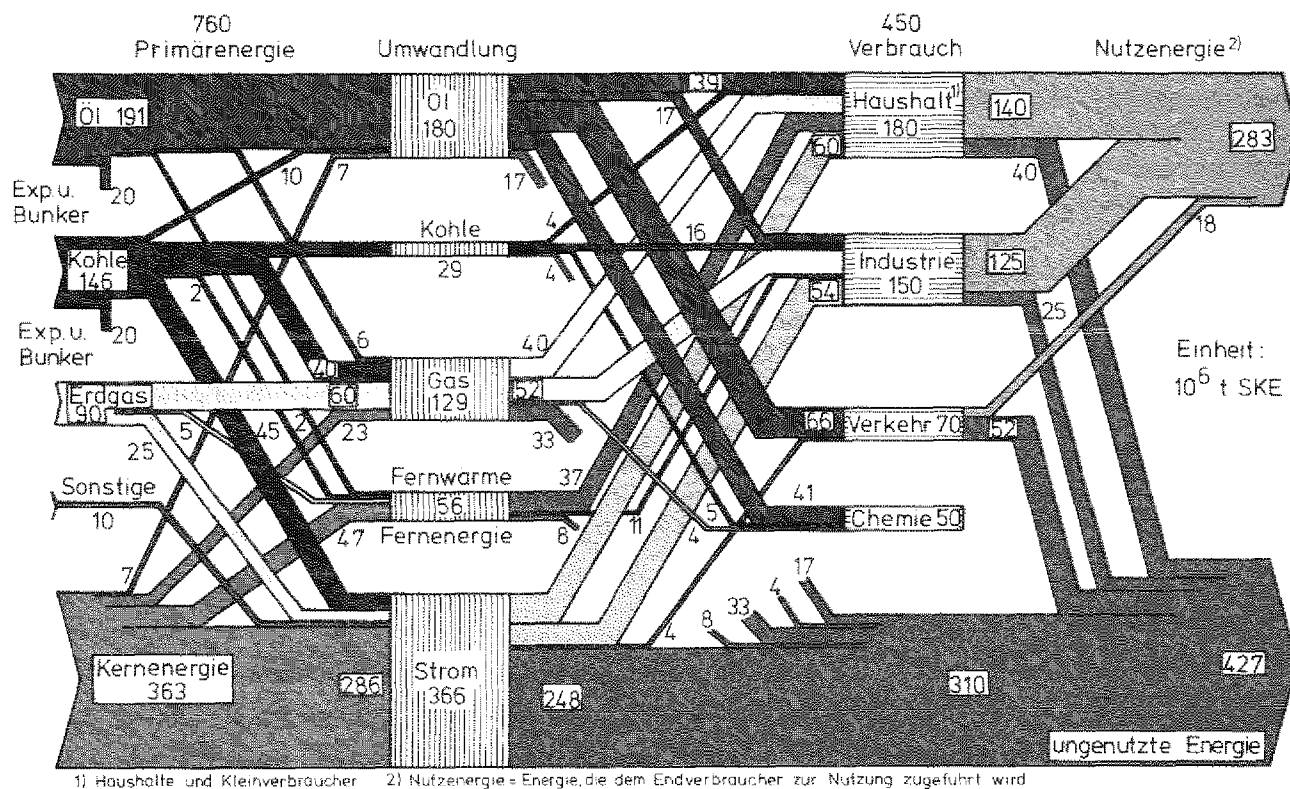


Abb. 1.2/5: Vereinfachtes Energieflußdiagramm der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 2000 entsprechend der Variante 2

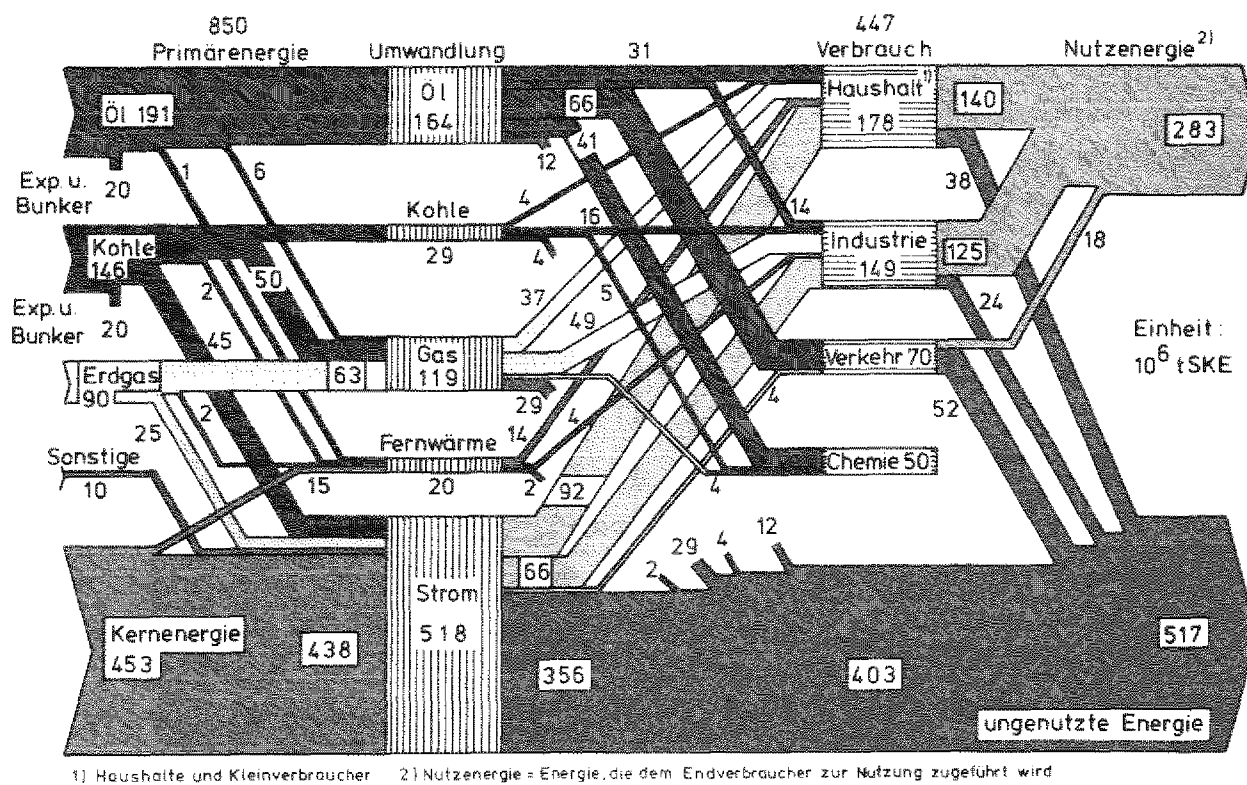


Abb. 1.2/6: Vereinfachtes Energieflußdiagramm der Bundesrepublik Deutschland für das Jahr 2000 ohne Einführung neuer Technologien

1.2.2. Bedarfsprognose mit Hilfe eines Energiemodells für die Bundesrepublik Deutschland

Um die im vorangegangenen Abschnitt erläuterten Prognosen weiter absichern zu können, wurden zusätzlich Bedarfsrechnungen bis zum Jahre 2000 mit Hilfe eines computer-unterstützten Energiemodells ausgeführt. Dabei handelt es sich um ein Simulationsmodell, das die wirtschaftliche Entwicklung mit Energienachfrage und -angebot verknüpft. Es wurden mehrere Versorgungsstrategien mit jeweils alternativen Annahmen durchgerechnet, von denen hier drei beispielhafte Fälle vorgestellt werden sollen:

Fall 1: Annahme einer Versorgungskrise

Es wird davon ausgegangen, daß ein Drittel der Nachfrage von Erdöl im Jahre 1980 plötzlich nicht gedeckt werden kann. Nach einer kurzen Übergangsphase, die durch den Abbau der Vorratshaltung gekennzeichnet ist, müssen Spar- und Rationierungsmaßnahmen (mit unterschiedlicher Intensität) in der Industrie, im Verkehr und im Haushalts- und Kleinverbrauch eingeführt werden. Mittelfristig können die Verbrauchseinschränkungen durch Substitution anderer Energieträger wieder aufgehoben werden. Die Auswirkungen auf das wirtschaftliche Wachstum (gemessen am BIP) und auf die Energieverbrauchssituation zeigen Abbildungen 1.2/7 bis 1.2/9. Die volkswirtschaftlichen Verluste, die durch eine solche Versorgungskrise entstehen, sind sicher um einige Größenordnungen größer als die Aufwendungen für neue Energieträger (siehe Kap. 8.).

Fall 2: Annahme einer Energieversorgungsstruktur ohne Einführung neuer Sekundärenergieträger

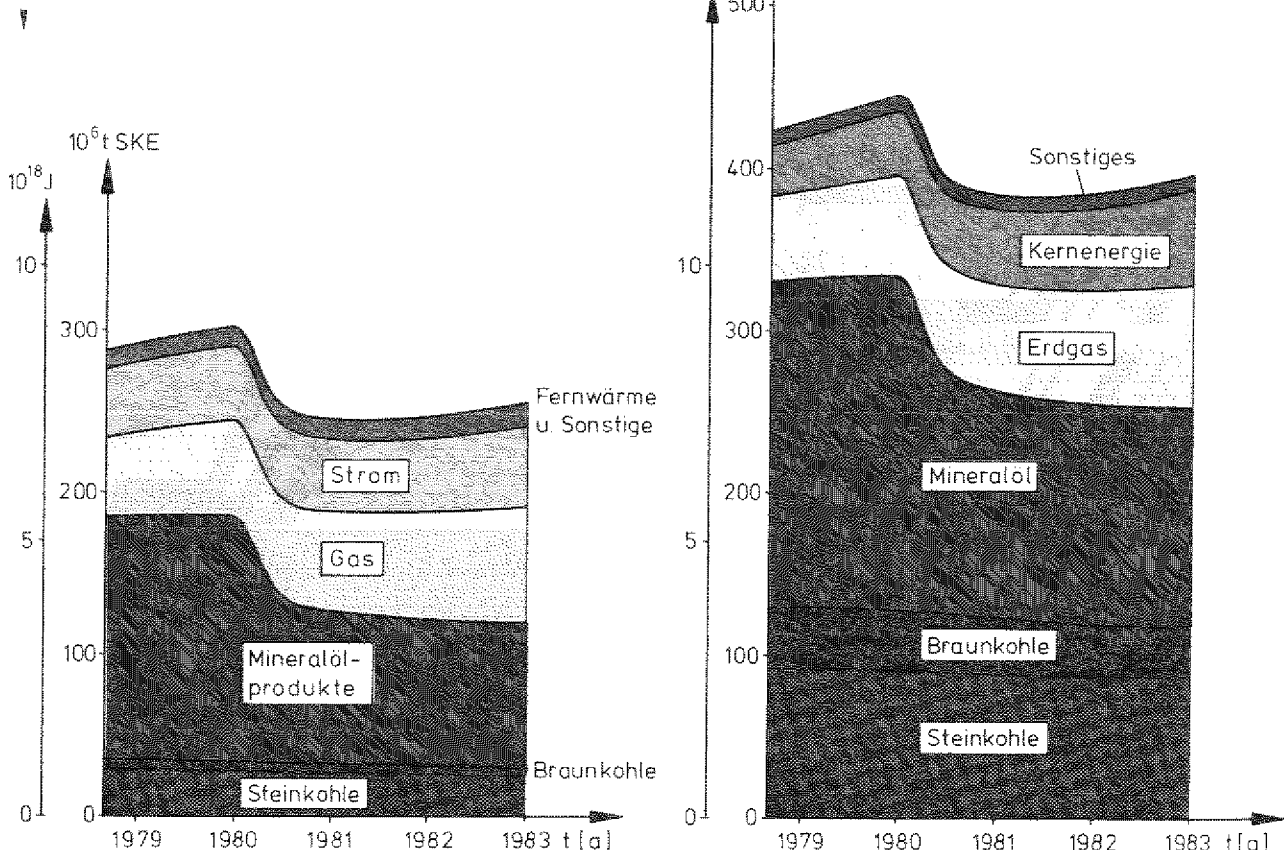
Es wird davon ausgegangen, daß sich das durchschnittliche wirtschaftliche Wachstum von 4,5 % im Jahre 1975 bis auf 2,5 % im Jahre 2000 erniedrigt. Zur Deckung der Energienachfrage werden nur die

Abb. 1.2/8:

Primärenergieversorgung nach Fall 1

Abb. 1.2/7:

Anteil der Sekundärenergieträger an der Endenergieversorgung nach Fall 1



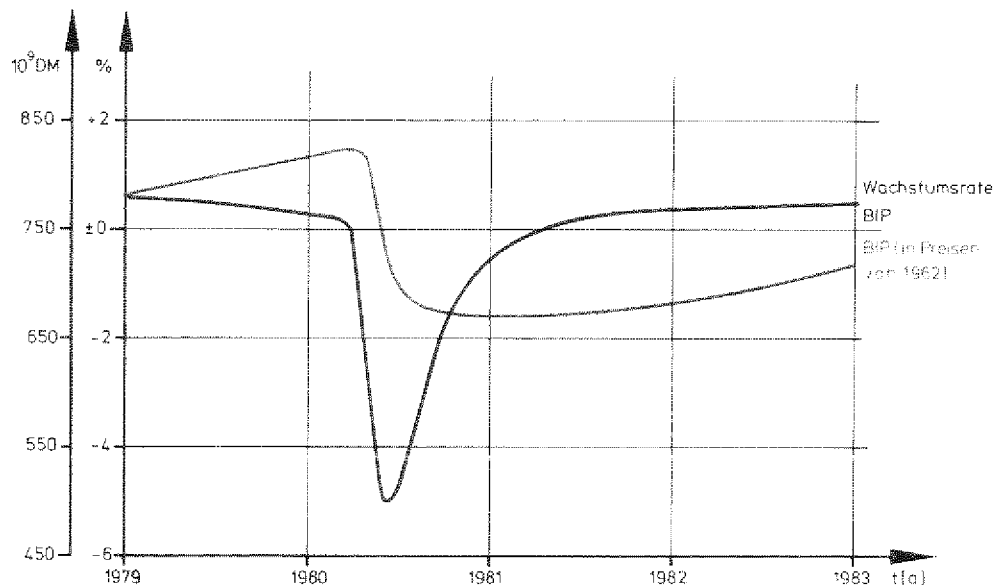


Abb. 1.2/9:
Der Einfluß auf das BIP im Fall 1

Abb. 1.2/11:
Primärenergieversorgung nach Fall 2

Abb. 1.2/10:
Anteil der Sekundärenergieträger an der Energieversorgung
nach Fall 2

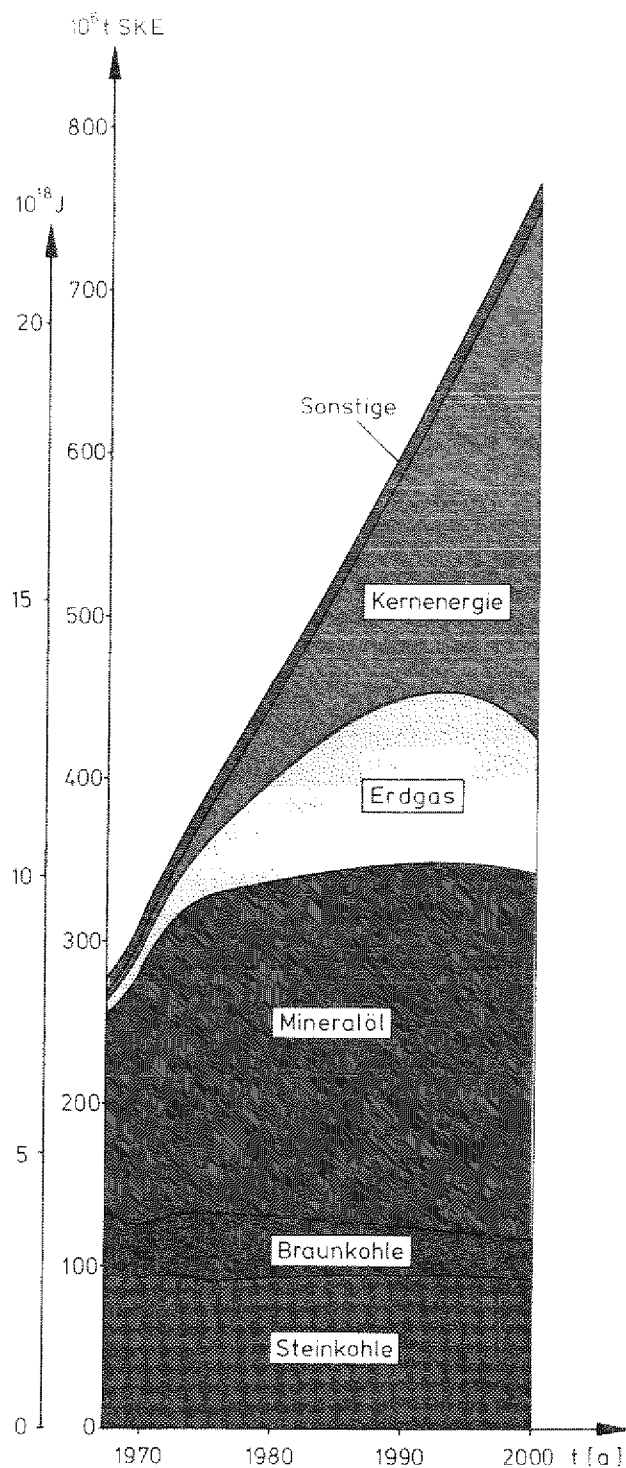
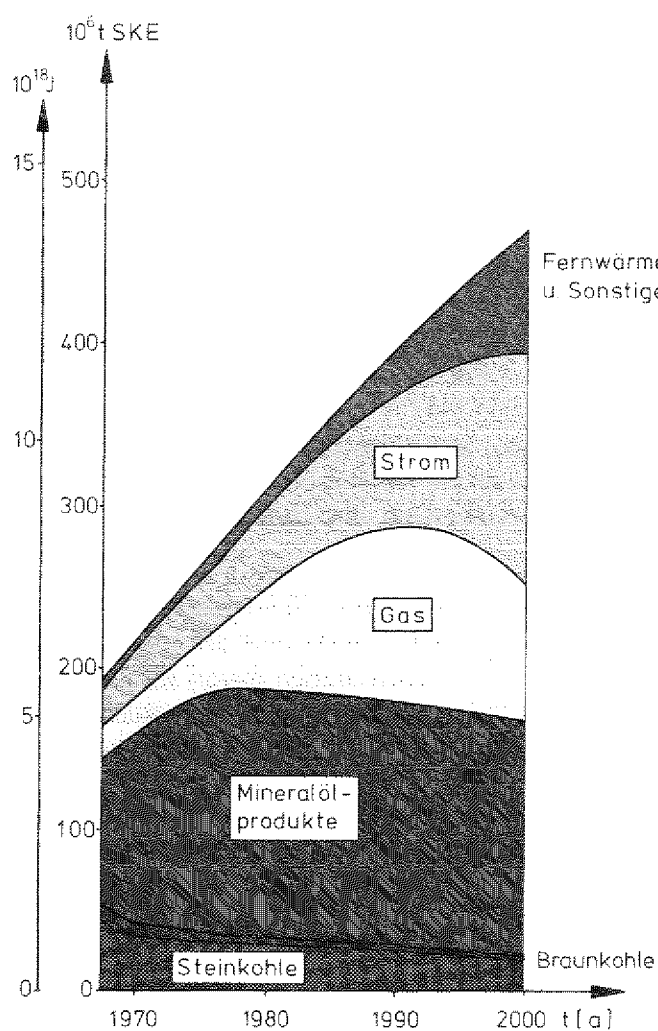
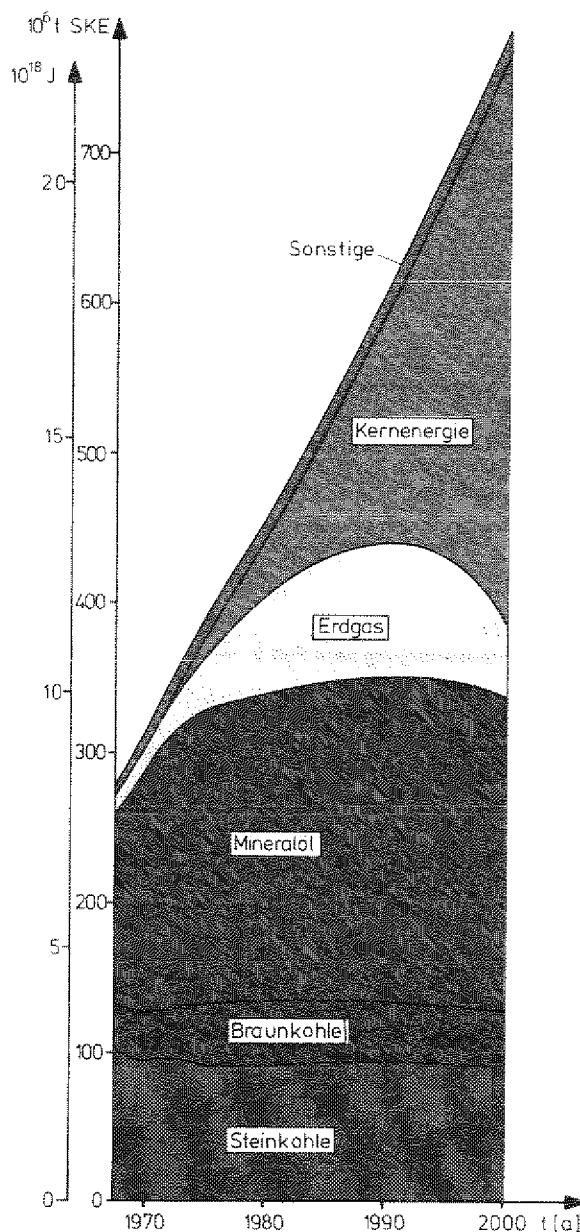
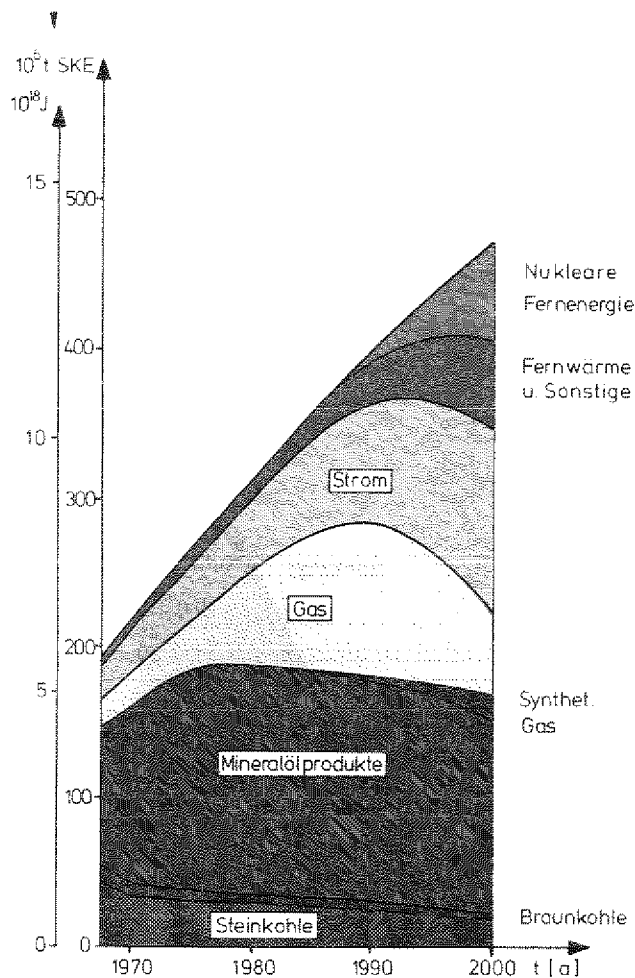


Abb. 1.2/13:

Primärenergieversorgung nach Fall 3

Abb. 1.2/12:

Anteil der Sekundärenergieträger an der Endenergieversorgung nach Fall 3



heute auf dem Markt eingeführten Energieträger herangezogen, allerdings mit einem abnehmenden Anteil des Erdöls und einem steigenden Anteil der Kernenergie an der Versorgung. Die sich aus diesen Annahmen ergebende Situation im Endenergie- und Primärenergiebereich wird durch die Abbildungen 1.2/10 und 1.2/11 dargestellt.

Fall 3: Annahme einer Energieversorgungsstruktur mit Einführung neuer Sekundärenergieträger

Die Annahmen bezüglich des wirtschaftlichen Wachstums bis zum Jahre 2000 und der Versorgungsstruktur bis zum Jahre 1985 sind dieselben wie im Fall 2. Zusätzlich wird jedoch davon ausgegangen, daß beginnend mit dem Jahre 1985 bis zum Jahre 2000 allmählich (entsprechend dem Ausbau der Energieversorgungskapazitäten) neue Sekundärenergieträger eingeführt werden. Es wird angenommen, daß im Jahre 2000 schließlich 30 % des im Fall 2 erforderlichen Erdgases durch mit nuklearer Wärme erzeugtes synthetisches Gas und 30 % der für Raumheizung eingesetzten Energieträger durch Nukleare Fernenergie substituiert werden können. Im Vergleich zur Entwicklung beim Fall 2 ergibt sich hier eine leichte Zunahme des Kohleinsatzes und ein größerer Anteil der Kernenergie. Der Primärenergieverbrauch liegt wegen der umwandlungsbedingten Verluste für die Bereitstellung der neuen Sekundärenergieträger etwas höher. Die Abbildungen 1.2/12 und 1.2/13 zeigen die End- und Primärenergieverbrauchsstruktur.

1.3. Einsatzpotentiale und Einsatzzeiten

Für die Beurteilung der Anteile und der Substitutionsmöglichkeit verschiedener Sekundärenergieträger in verschiedenen Zeiten sind unter anderem ihre Einsatzpotentiale und ihre vermutlichen Einsatzzeiten von Interesse.

1.3.1. Einsatzpotentiale werden zweckmäßigerweise für die einzelnen Sektoren gesondert ausgewiesen. Dabei wird das „totale Einsatzpotential“ unabhängig von der Kostenstruktur und der Einsatzzeit definiert. Es gibt an, welcher maximale Anteil vom jeweiligen Sekundärenergieträger die im Sektor erforderliche Nutzenergie prinzipiell decken könnte.

In Abb. 1.3/1 sind diese totalen Einsatzpotentiale für die Sektoren Industrie, Verkehr sowie Haushalte und Kleinverbraucher für das Jahr 2000 dargestellt. Der gesamte Bedarf (100 %) im jeweiligen Sektor entspricht der Prognose-Variante 2.

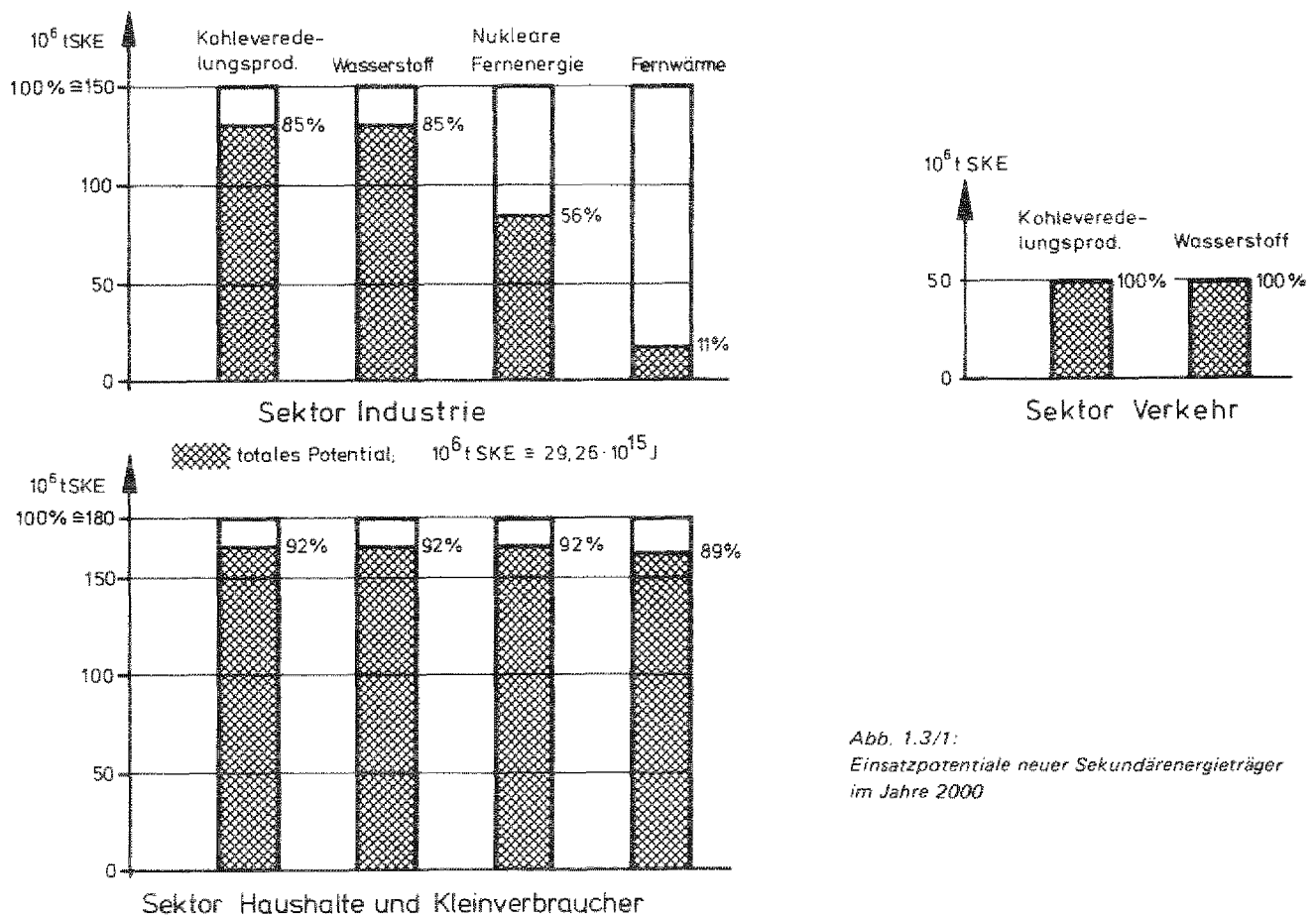


Abb. 1.3/1:
Einsatzpotentiale neuer Sekundärenergieträger
im Jahre 2000

1.3.2. Die Einsatzzeiten der neuen Sekundärenergieträger sind von der technischen Weiterentwicklung bzw. Förderung durch die öffentliche Hand und von den energiewirtschaftlichen Verhältnissen abhängig.

Geht man davon aus, daß bis spätestens 1983 eine nukleare Prototypanlage für die **Kohleveredlung** in Betrieb geht, dann kann bei entsprechendem Bedarf die nukleare Kohleveredlung Ende der 80er Jahre

energiewirtschaftliche Bedeutung bekommen. Beispielsweise könnten in den 90er Jahren jährlich zwei Einheiten (3000 MW thermische Reaktorleistung) in Betrieb gehen.

Wasserstoff als Sekundärenergieträger wäre sicherlich, wenn seine Energiekosten vergleichbar wären mit z.B. Erdgas, ein begehrter Energieträger. Die Entwicklung der thermolytischen Wasserspaltung ist derzeit noch ganz im Bereich der Grundlagenforschung angesiedelt. Einzelne mögliche Verfahren werden auf ihre prinzipielle Anwendbarkeit untersucht. Obwohl hier noch Überraschungen möglich sind, wird nicht angenommen, daß in dem hier betrachteten Zeitraum bis zum Jahre 2000 Wasserstoff energiewirtschaftlich eine Rolle spielt.

Die **Nukleare Fernenergie** könnte wegen der etwas weniger komplexen Technik als erster neuartiger Sekundärenergieträger kommerziell genutzt werden. Es wird angenommen, daß schon ab 1985 jährlich wenigstens eine Einheit (Reaktorleistung 3000 MW) zum Einsatz kommen könnte.

Fernwärme ist schon eingeführt. Hinzu kommt der Einsatz der Fernwärme aus nuklearen Kraftwerken. Es ist zu vermuten, daß bei anhaltendem Interesse an Fernwärme die erste Wärme-Kraftkopplung bei Kernkraftwerken um 1980 erfolgt.

1.4. Probleme der Bedarfsdeckung

Die Arten von Problemen der Bedarfsdeckung sind erkennbar:

1.4.1. Devisenprobleme können schon Anfang der 80er Jahre den Öl- und Erdgasimport erschweren. In dieser Zeit handelt es sich immerhin schon um einen Betrag von etwa 40 Mrd DM für Öl und etwa 20 Mrd DM für Erdgas. Dabei wird von der Bedarfsprognose Variante 2 ausgegangen, ohne inflationsbedingte Erhöhungen zu berücksichtigen. Dazu kommen noch Devisenausgaben von 1–2 Mrd DM für Kernbrennstoffe.

Im Jahre 1985 sind also etwa 60 Mrd DM pro Jahr heutigen Geldwerts allein für die Versorgung mit Primärenergieträgern von der Bundesrepublik Deutschland aufzubringen. Wesentliche Preiserhöhungen sind dabei nicht berücksichtigt.

1.4.2. Der Kapitalbedarf für die Einführung neuer Energieträger und der Ausbau der Elektrizitätsversorgung wird ebenfalls häufig als Problem der Bedarfsdeckung angeführt. Geht man wieder vom Bedarf 1985 aus (Variante 2), dann hat man vor allem für die Kapitalbeschaffung zum Ausbau der Stromversorgung bzw. im wesentlichen für den Bau von Kernreaktoren und der Stromleitungssysteme zu sorgen. Schätzungen zeigen, daß die EVU etwa 12–15 Mrd DM (Geldwert 1974) pro Jahr dafür aufbringen müssen. Der Strombedarf 1985 ist etwa 500 TWh, das hieße, man müßte pro kWh etwa 2,5–3,0 Pfennige für den weiteren Ausbau verfügbar haben. Dies wird eine erhebliche Belastung des Strompreises sein.

Die Einführung der Energieträger aus Kohleveredelung und die Einführung der Nuklearen Fernenergie dürften im Mittel in den Jahren nach 1985 pro Jahr ebenfalls etwa 5 Mrd DM kosten. Dabei ist mit etwas mehr als 3 Mrd DM/a für Nukleare Kohleveredelung und etwas weniger als 2 Mrd DM/a für Nukleare Fernenergie zu rechnen. Bei den Kosten für die Einführung der Fernenergie ist der Ausbau der Transportleitung von etwa 200 km/Jahr (etwa 0,5 Mrd DM) berücksichtigt. Für den Ausbau der Fernwärme (2,0 Mio t SKE/Jahr) sind etwa 1 Mrd DM/a vorzusehen. Für den Ausbau der Energieversorgung und die Einführung neuer Energieträger ist etwa ab 1985 jährlich ein Kapital von 18–21 Mrd DM erforderlich.

1.4.3. Die rechtzeitige Einsatzmöglichkeit der neuen Energieträger ist eine Voraussetzung für die wahrscheinlich außerordentlich notwendige Reduzierung der Devisenausgaben, wie sie in 1.4.1. angeführt sind. Auch die rechtzeitig stabilisierende Wirkung auf die Preisentwicklung ist zu beachten. (Weiteres dazu unter Bewertung, Kapitel 7 dieser Studie.)

2. Strom

Untersuchungen über die Stromversorgung werden in dieser Studie nur insofern durchgeführt, als der Strom als leitungsgebundener Energieträger für Vergleichszwecke herangezogen werden muß.

2.1. Bedarfsanalyse und Bedarfsdeckung

Die Strombedarfsprognose entspricht den Werten der Endenergieprognose der Variante 2 (Abb. 1.2/3). Der prognostizierte Stromverbrauch ist in Abb. 2.1/1 mit den Verbrauchsanteilen der Sektoren dargestellt. Der Stromverbrauch steigt nach dieser Prognose von ca. 200 TWh 1970 auf nahezu 1000 TWh im Jahre 2000. Die Steigerungsraten in den Zeiten 1970 bis 1980, 1980 bis 1990 und 1990 bis 2000 sind 6,8 %/a, 5,1 %/a und 4,2 %/a. Sie sind also größer als die der gesamten Endenergie.

Eine Steigerung um den Faktor 5 von 1970 bis 2000 scheint zunächst groß zu sein. Andere Prognosen sagen aber eine noch größere Steigerung voraus ([2-1]). Bezeichnend ist die relative Zunahme des Strombedarfs des Sektors Haushalte und Kleinverbraucher von 42 % 1980 auf 50 % im Jahre 2000.

Die Bedarfsdeckung erfordert einen stark forcierten Ausbau der installierten Leistung. Dabei ist absehbar, daß die Bedarfsdeckung mehr und mehr auf Kernenergie als Primärenergieträger beruhen wird. Es wird geschätzt, daß im Jahre 2000 etwa 80 % durch Kernenergie gedeckt werden. Die relativen Anteile der Primärenergieträger zur Bedarfsdeckung zeigt Abb. 2.1/2.

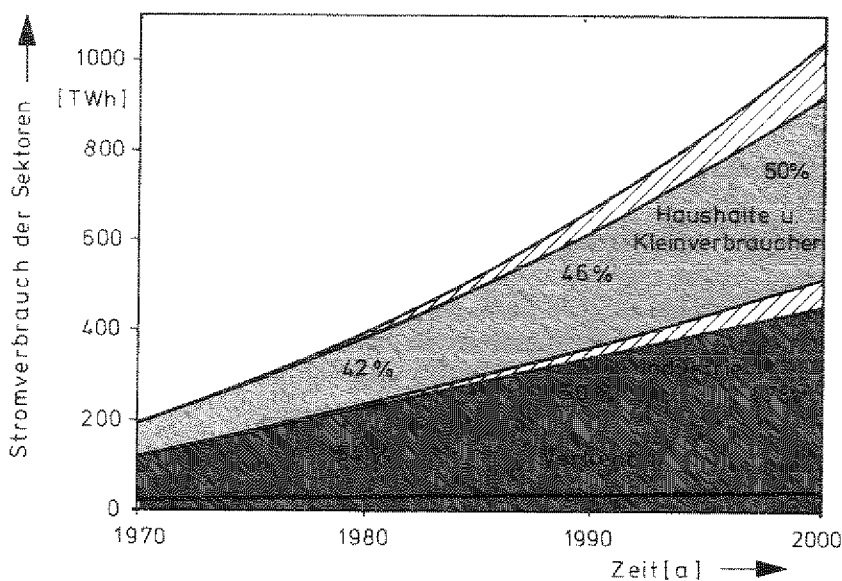


Abb. 2.1/1:
Die Entwicklung des Strombedarfs
der Sektoren

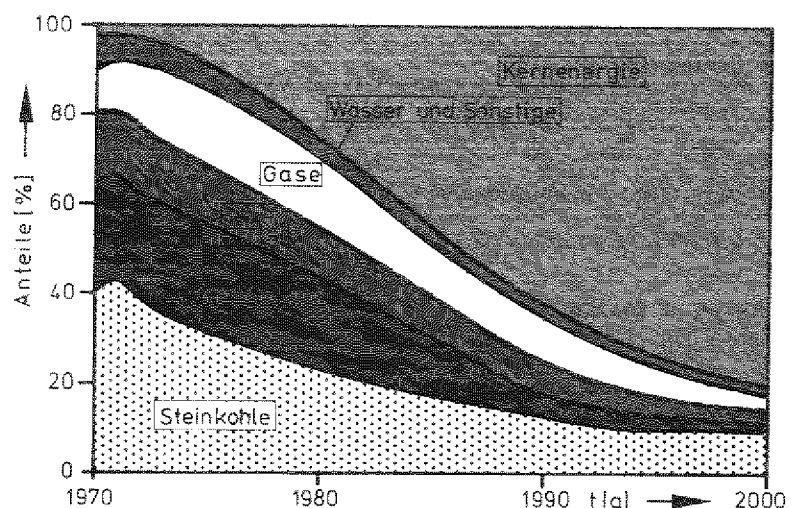


Abb. 2.1/2:
Anteile der Primärenergieträger an der
Strombedarfsdeckung

Im Jahre 1980 werden nach dieser Vorstellung jeweils 25 % des Stromes auf Steinkohlenbasis und auf Kernenergiebasis erzeugt; Braunkohle hat einen Anteil von etwa 20 %.

Den Ausbau der Kraftwerksleistung, soweit er jetzt übersehbar ist, zeigt die nachfolgende Tabelle:

Tab. 2.1/1: Ausbau der Kraftwerksleistung in GW (Inbetriebnahme) [2-2]

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	Summe
Steinkohle	0,0	0,0	0,0	1,4	1,4	0,6	?	?	~ 3,4
Braunkohle	1,2	0,6	1,8	0,0	0,0	0,0	?	?	~ 3,6
Erdgas	1,4	2,0	0,5	0,0	0,0	0,0	?	?	~ 3,9
Erdgas/Öl	1,1	1,1	1,5	0,8	1,0	0,6	?	?	~ 6,1
Öl	0,4	1,5	1,3	1,1	0,6	0,0	?	?	~ 4,9
Wasser u. Sonst.	0,5	0,2	0,9	0,5	0,3	0,0	?	?	~ 2,4
Kernenergie	0,0	1,1	0,8	5,2	0,3	4,7	2,5	5,0	19,6
Summe	4,6	6,5	6,8	9,0	3,6	5,9	> 3	> 5	> 44

Von 1973 bis 1980 (jeweils einschließlich) werden mehr als 44 GW Kraftwerksleistung installiert. Davon sind etwa 19 GW Kernkraftwerke. Die Projektplanungen der EVU weisen eine Kraftwerksinstallation von 1980 bis 1985 von rund 47 GW aus. Der weitere Ausbau der Kernkraftwerke kann aus Abb. 2.1/2 abgeschätzt werden. Daraus ergibt sich für die Jahre 1990 und 2000 jeweils eine Leistung von 75–85 GW und 150–170 GW. Das bedeutet eine Ausbauleistung von etwa 7 GW pro Jahr zwischen 1985 und 1990 und etwa 8 GW pro Jahr zwischen 1990 und 2000.

2.2. Stand und technologische Entwicklung der Kraftwerke und der Stromverteilung

Die Entwicklung der Kraftwerkstechnik der letzten zehn Jahre ist gekennzeichnet durch eine beträchtliche Erhöhung der Blockleistung und der Jahresbenutzungsdauer sowie des Rückganges des spezifischen Verbrauchs der Brennstoffe. Die Entwicklung der Blockgröße und der Jahreshöchstlast sowie anderer relevanter Kenndaten zeigt die nachfolgende Tabelle.

Tab. 2.2/1: Blockgröße und Jahreshöchstlast in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland

	1950	1955	1960	1965	1970	1975
Fossile Kraftwerke (MW)	50	150	150	300	300–400	600
Kernkraftwerke (MW)	—	—	—	100	300–400	1300
Jahreshöchstlast (GW)	5	10	16	25	33	50
Jahresbenutzungszeit (h)*)	4500	4750	5000	5250	5500	5700
Spezif. Steinkohleverbrauch kg/kWh	0,5	0,49	0,40	0,36	0,34	0,33
Spezif. Braunkohleverbrauch kg/kWh	2,95	1,81	1,59	1,46	1,37	1,35

*) bezogen auf die Tageshöchstlast am 3. Mittwoch im Dezember

Es ist absehbar, daß der spezifische Brennstoffverbrauch der Kraftwerke infolge der veränderten Kühlung eher wieder etwas zunehmen wird. Wegen der nicht ausreichenden Kühlwassermengen für Frischwasserkühlung muß auf andere Kühlungsarten übergegangen werden, was zu einem Wirkungsgrad bei Kühlung mit Naßkühltürmen (bzw. mit Trockenkühltürmen) von 31 % (bzw. 29 %) bei LWR und von 38 % (bzw. 35 %) bei fossilen Kraftwerken und bei HTR führt. Auch die Entwicklung in Richtung höherer Blockleistung kann diese Wirkungsgradverminderung nicht kompensieren. Helfen könnten nur höhere Prozeßtemperaturen.

Die Entwicklung des Stromtransportes im Verbundnetz ist aus der Tabelle 2.2/2 zu entnehmen, wo die Stromkreiskilometer der Hochspannungsleitungen angegeben werden.

Abb. 2.2/2:

Entwicklung der Hochspannungsleitungen in der Bundesrepublik Deutschland [2-3]

	1948	1960	1972	1985
220 kV (km)	5700	8200	14200	15000
380 kV (km)	—	340	3550	12000

Diese Entwicklung zeigt auch die Abb. 2.2/1, in der die Verbundnetze 1960 und 1972 gezeigt werden.

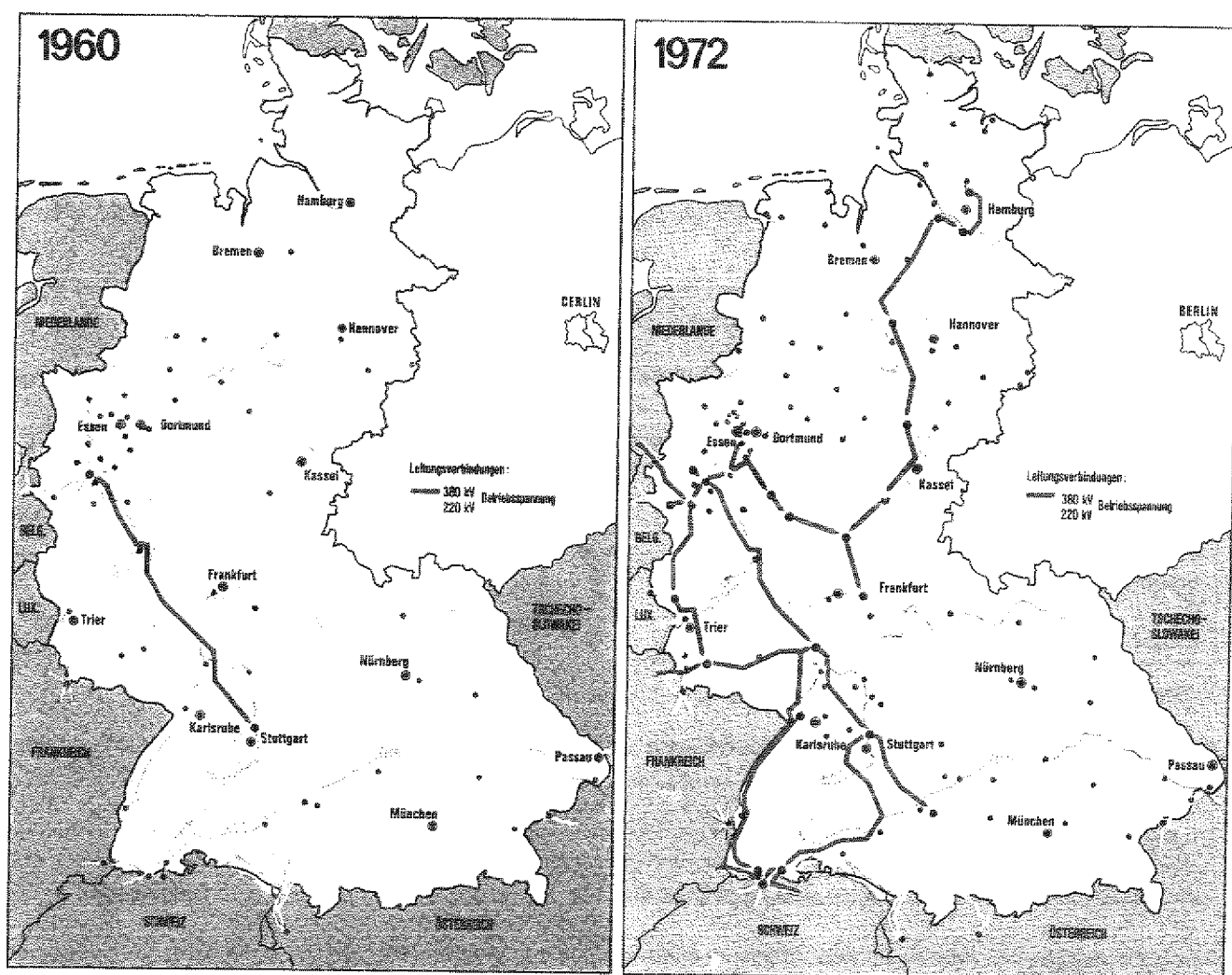


Abb. 2.2/1: Deutsches Verbundnetz 1960 und 1972

Ein Problem beim weiteren Ausbau des Verbundnetzes in Räumen hoher Kraftwerksdichte, wie z.B. im Rheinischen Braunkohlenrevier, ist der Raumbedarf für die immer breiteren Trassen. Untersuchungen über Hochleistungskabel und deren Verwendung werden durchgeführt (z.B. Systemstudie „Elektrische Hochleistungsübertragung“).

2.3. Umweltbelastung der Elektrizitätskraftwerke

Die Belastung der Umwelt durch Schadstoffe bei der Stromerzeugung ist vergleichsweise zur durchschnittlichen Belastung durch die Industrie, den Hausbrand und den Verkehr gering. Die Tabelle 2.3/1 gibt einen diesbezüglichen Überblick. Es wurden nur die Emissionen verglichen, die bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe im Jahre 1970 anfielen.

Tab. 2.3/1: Schadstoffemission in Mio t/a in der Bundesrepublik Deutschland

Schadstoffe	Stromerzeugung	Industrie	Hausbrand	Verkehr	Gesamt
Schwefeldioxid	1,2	0,3	2,2	0,0	3,7
Kohlenmonoxid	0,0	0,0	0,0	8,0	8,0
Stickoxide	0,4	0,2	0,5	0,8	1,9
Kohlenwasserstoffe	0,0	0,9	0,1	1,0	2,0
Staub	0,2	0,8	3,0	0,2	4,2
Summe	1,8	2,2	5,8	10,0	19,8

Es muß zu Tabelle 2.3/1 noch folgendes bemerkt werden:

- Die Schadstoffemissionen insgesamt sind seit 1970 zurückgegangen.
- Die Schwefeldioxidbelastung ging auf etwa ein Drittel zurück.
- Die Kohlenmonoxidemission der Kraftfahrzeuge ist zwar noch beachtlich, aber ebenfalls etwas kleiner geworden.
- Die Stromerzeugung dürfte derzeit etwa 1/6 der Emission des Verkehrsbereiches ausmachen, ist aber relativ stark konzentriert, daher augenscheinlicher.

Die relativen Emissionen und die Abwärme bei der Stromerzeugung zeigt Tabelle 2.3/2.

Tab. 2.3/2: Relative Emissionsbelastung (kg/GJ) bei der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

	SO ₂	CO	HO _x	C _m H _n	Staub	Abwärme (GJ/GJ)
Steinkohle	1,85	0,02	0,61	0,01	0,2	1,95
Braunkohle*)	0,91	0,01	0,66	0,00	0,3	2,14
Öl	1,16	0,00	0,47	0,02	0,03	1,50
Erdgas	0,00	0,00	0,30	0,00	0,01	1,60

*) Rheinische Braunkohle

Die SO₂ Emission der Steinkohlenkraftwerke wird aufgrund der Richtlinien der TA-Luft eingeschränkt werden müssen, was allerdings Konsequenzen für die Anlagekosten haben wird (siehe 2.4).

Interessant ist in diesem Zusammenhang die radiologische Belastung durch Kernkraftwerke mit genehmigten Werten zu vergleichen. Am Beispiel von drei Kernkraftwerken zeigt die Tabelle 2.3/3 die radiologische Belastung, die Relation zu den erlaubten Belastungen in % und die Abwärmemengen.

Tab. 2.3/3: Radiologische Belastung im Jahre 1973 durch Kernkraftwerke in Ci/a und in % der zugelassenen Werte und Abwärmemengen

Kraftwerk	Edelgase		Jod 131/133		Aerosole		Abwasser o. H ³		H ³		Abwärme GJ/GJ
	Ci/a	%	Ci/a	%	Ci/a	%	Ci/a	%	Ci/a	%	
KWO 345 MW	7261	9,0	2,44	16,3	0,06	—	2,16	12,0	326	?	2,04
KRB 250 MW	4706	0,2	0,26	1,18	0,19	6·10 ⁻⁴	1,58	10,6	148	34,3	2,2
KKS 662 MW	2500	4,1	0,047	22,4	0,012	0,067	0,37	7,4	112	7,0	1,86

Die wirklichen Jahresbelastungen also blieben weit unter den zugelassenen Grenzen.

2.4. Stromkosten

2.4.1. Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten hängen bekanntlich von den Kapitalkosten, den Betriebskosten und den Brennstoffkosten ab. Dabei spielen Bauzinsen und Bauzeit, Abschreibungszeit und Kapitaldienst, Steuern etc. eine Rolle.

Die Größen sind unterschiedlich zeitlich veränderlich. Die Steigerungsraten sind teilweise beachtlich. Nimmt man noch die inflationsbedingte Steigerung hinzu, die insbesondere bei langen Bauzeiten stark ins Gewicht fällt, dann ist verständlich, daß Kostenabschätzungen nur mit allergrößter Vorsicht für die Zukunft zu machen sind.

Die Preisentwicklung und die Problematik der Kostenbestimmung soll hier anhand eines Beispiels erläutert werden:

Ein Kernkraftwerk (LWR 1300 MW), das 1974 bestellt wurde, kostet nach Fertigstellung genau 50 % mehr als eines, das 1971 bestellt wurde. Die Bauzeit (einschließlich Inbetriebnahme) beträgt dabei 6 Jahre. In beiden Fällen betragen Zinsen und Steuern etwa 33 % des Barwertes. In diesem Beispiel stiegen die Anlagekosten, die 1974 etwa 60 % des Endbarwertes betragen, von 1971 bis 1974 um etwa 30 %. (Bei den Anlagekosten sind auch bauherrenseitige Leistungen berücksichtigt.)

Für die Berechnung und den Vergleich der Stromgestehungskosten werden innerhalb einer gewissen Unsicherheit Annahmen getroffen, die in Tabelle 2.4/1 angegeben sind. Die Werte sind das Resultat von Umfragen. Dabei ist zu bemerken, daß die Brennstoffkosten für Mitte 1974 angegeben wurden, mit Ausnahme der Erdgaskosten, die bekanntlich 1975 (1. April) um etwa 60–65 % ansteigen werden und deren Erhöhung hier schon Berücksichtigung fand. Alle Kostenbestimmungen in 2.4 basieren auf dem Geldwert 1974.

Tab. 2.4/1: Annahmen zur Bestimmung der Stromgestehungskosten

Kraftwerksart	K_A DM/kW (elektr.)	k_B %	t_B Jahre	t_I Jahre	K_B DM/kW (elektr.)	k_s %	t_s Jahre	b Dpf/kWh (therm.)	η %	b Dpf/kWh (elektr.)	Blockgröße
1 Steinkohle	760-800	11-12	4,0	0,5	980-1040	15-17	17-20	1,6-1,7	36-39	4,1-4,7	2x600 MW
2 Braunkohle	740-760	11-12	4,0	0,5	950-990	16-18	17-20	0,55-0,65	35-38	1,4-1,8	2x600 MW
3 Erdöl	620-640	11-12	3,5	0,3	790-820	15-17	17-20	2,5-2,6	36-39	6,4-7,2	1x600 MW
4 Erdgas (Kond.)	590-610	11-12	3,0	0,3	740-770	15-17	17-20	2,0-2,1	36-39	5,1-5,8	1x600 MW
5 Erdgas (Gast.)	350-370	11-12	2,5	0,2	400-430	19-21	12-15	2,0-2,1	26-27	7,4-8,0	90-100 MW
6 Kernenergie LWR	800-820	11-12	5,0	0,5	1100-1200	15-17	20-25	0,3-0,4	30-33	1,0-1,3	1300 MW
7 Kernenergie HTR	840-860	11-12	5,0	0,5	1150-1250	15-17	20-25	0,3-0,4	36-39	0,8-1,1	1100-1200 MW

K_A ... Anlagekosten, k_B ... Zinssatz und Steuersatz, sowie Versicherungen während der Bauzeit,

t_B ... Bauzeit, t_I ... Inbetriebnahmezeit

K_B ... Barwert einschließlich bauherrenseitige Kosten, k_s ... Kapitaldienst, Steuern, Versicherung und Betriebskostensatz auf den Barwert, t_s ... Abschreibungszeit

b ... Brennstoffkosten, η ... Wirkungsgrad

Die sich mit den Annahmen aus Tabelle 2.4/1 ergebenden Stromgestehungskosten sind in Abb. 2.4/1 dargestellt. (Die angegebenen Werte sind Mittelwerte.)

2.4.2. Stromtransportkosten

Neben den Stromgestehungskosten spielen die Kosten der Elektrizitätsübertragung und der Endverteilung eine erhebliche Rolle. Am nachfolgend geschilderten Modellbeispiel werden diese Kosten erläutert. Das Modell sieht eine 20 km 380 kV Doppelleitung zu einem Ballungszentrum und einen 2 x 30 km Halbring bis zu den Umspannstationen 380/110 kV vor (Abb. 2.4/2). Die Übertragungs- und Verteilungskosten, bezogen auf den Neuwert der Anlagen, sind ebenfalls in Abb. 2.4/2 angegeben und betragen für das Modellbeispiel (Raum Hamburg) etwa 5,8 Dpf/kWh.

D_{pf}/kWh

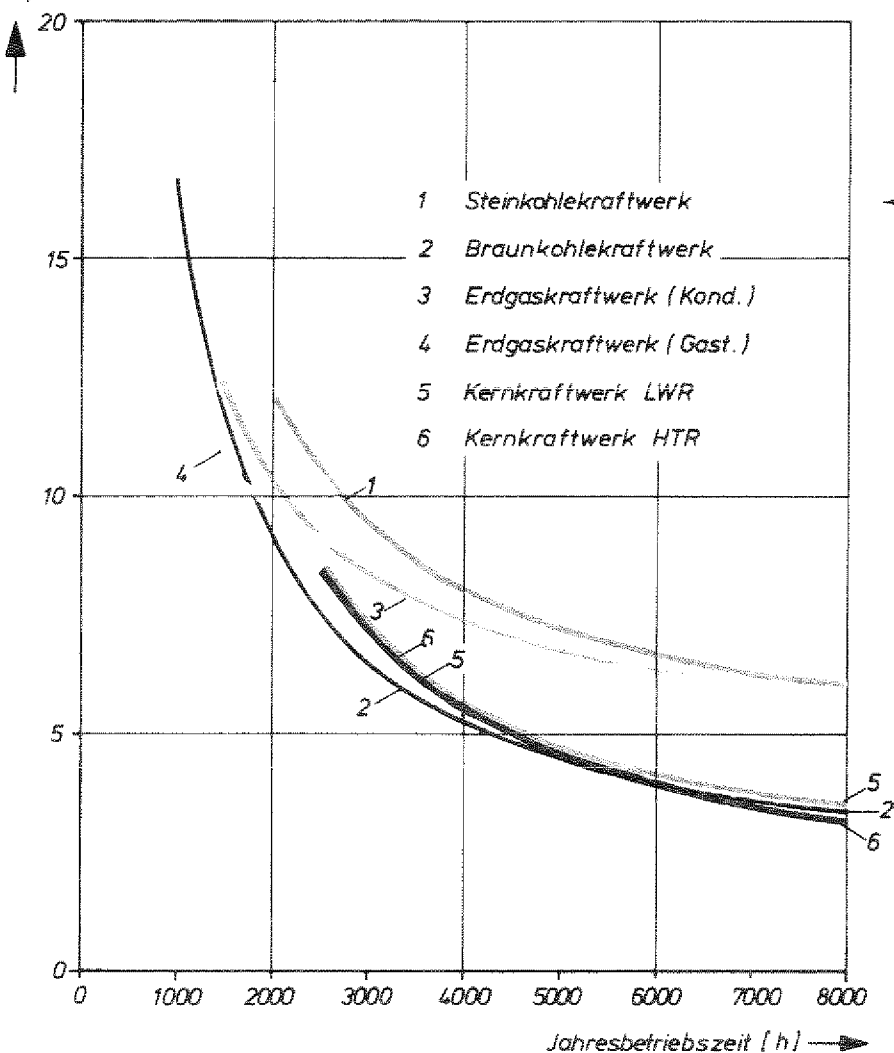
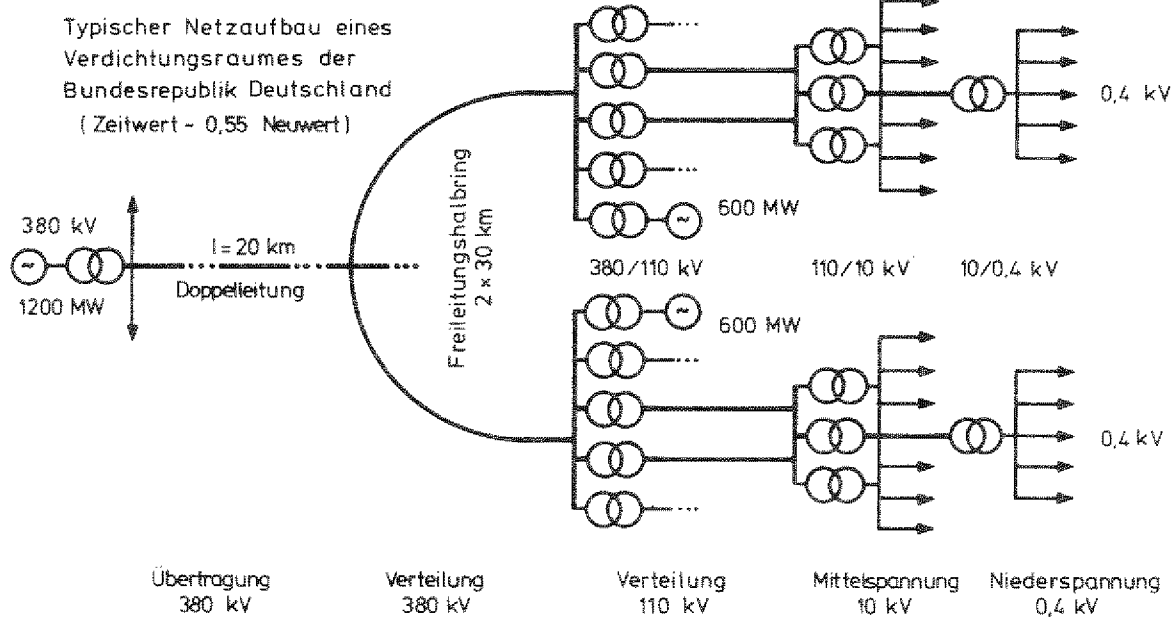


Abb. 2.4/1:
Stromgestehungskosten für 6 verschiedene Kraftwerkstypen

Abb. 2.4/2:
Abschätzung der spezifischen Übertragungs- und Verteilungskosten am Modell des Ballungsraumes Hamburg



1973/1974						Σ
$k_{u,v}$	D_{pf}/kWh	0,06	0,33	0,75	1,1	5,8
	DM/Gcal	0,72	3,84	8,70	12,80	67

41,80 DM/Gcal $\approx$ 10 DM/GJ

2.5. Wärmekraftkopplung

Die wirtschaftlichen und technischen Zusammenhänge zur Wärmekraftkopplung werden in Kapitel 6 ausführlich behandelt.

Hier soll nur auf oft übersehene Zusammenhänge hingewiesen werden:

- Wärmekraftkopplung kann nicht nur als Abwärmenutzung interpretiert werden.
- Die Wärmekraftkopplung erniedrigt den Wirkungsgrad der Stromerzeugung, was daher notwendigerweise eine Erhöhung der gesamten installierten Kraftwerksleistung zur Folge hat.

Allerdings muß aus energiewirtschaftlicher Gesamtsicht die Wärmekraftkopplung als erstrebenswert angesehen werden.

2.6. Energiespeicher in der Elektrizitätsversorgung und Spitzenlastdeckung

Energiespeicher sind aus wirtschaftlichen Gründen erstrebenswert, um gleichmäßig Strom erzeugen zu können, dies auch bei schwankendem Verbrauch.

Eine wirtschaftliche Speicherung elektrischer Energie ist ohne Umwandlung nicht möglich. In Schwachlastzeiten hergestellte Elektrizität kann einerseits als potentielle Energie (Pumpspeicher, Druckluftspeicher) gespeichert werden, andererseits besteht die Möglichkeit, beim Verbraucher an kalten Tagen Elektrizität in Form von Wärme in Nachtspeicheraggregaten oder beim Betreiber den zur Elektrizitätserzeugung hergestellten Dampf zu speichern. Die Kapazität der Nachtspeicher, die Nachtkleinstlast und die Tageshöchstlast sind in der nachfolgenden Abbildung 2.6/1 dargestellt. Man sieht, daß der erhöhte Anschlußwert der Nachtspeicher relativ die Differenz zwischen Tageshöchstlast und Nachtkleinstlast verringert.

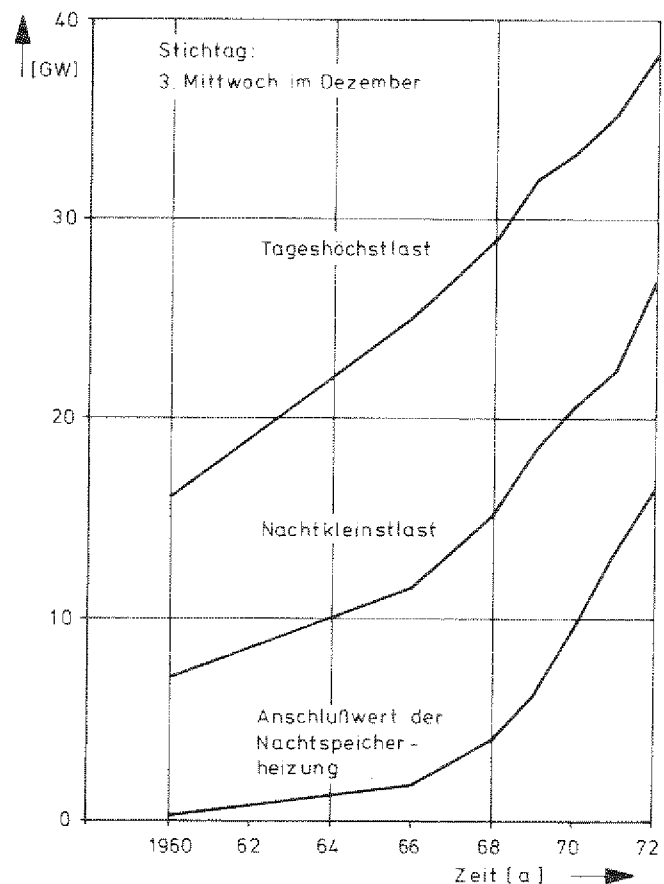


Abb. 2.6/1:
Der Einfluß der Nachtspeicherheizung auf die
Nachtkleinstlast

Aufgrund der Steigerungsraten der Heizwärmeversorgung um ca. 25 %/a wird das Stromnachtal langsam aufgefüllt. Während 1960 (Stichtag) die Nachtlast nur 45 % der Tageshöchstlast betrug, waren es 1972 schon 69 %. Die außerordentlich hohen Zugänge an elektrischen Speicherheizungen in den letzten Jahren werden in Zukunft nur in dem Maße möglich sein, wie einerseits neue Grundlastblöcke hinzugebaut werden und andererseits die Kapazität besonders der Ortsverteilernetze nicht überschritten wird. Schätzungen für das Jahr 1980 ergeben, daß bei fortgeschrittenen Rundsteueranlagen etwa 45 GW an Nachtspeicherkapazität installiert sein werden und daß damit die Nachtlast am Stichtag 72 % der Tageshöchstlast erreicht. Über die Nachlademöglichkeit in der Mittagszeit wird außerdem die Tageseinsenkung zwischen 12.30 und 15.00 Uhr von 1966 7 % auf 1 % im Jahre 1980 vermindert werden können.

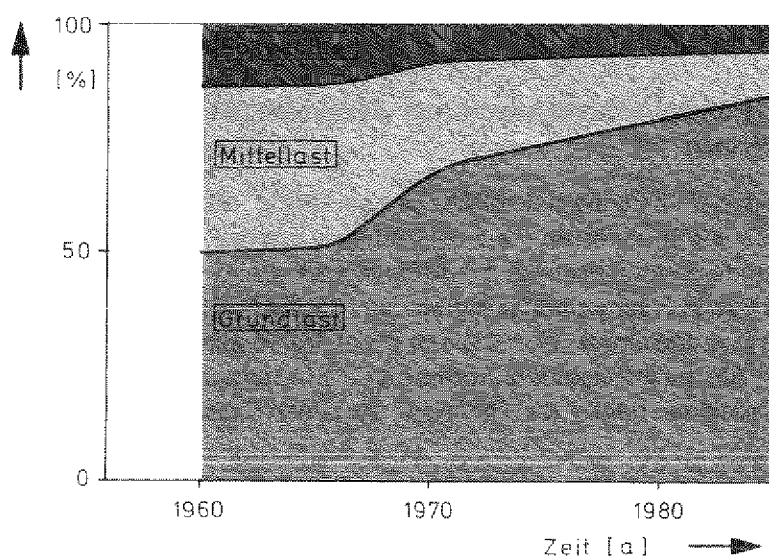


Abb. 2.6/2:
Entwicklung der Anteile von Grund,
Mittel- und Spitzenlast
(Stichtag: 3. Mittwoch im Dezember)

Die Entwicklung läßt sich unter Voraussetzung dieser Nachtspeicherkapazität so abschätzen, daß schon im Jahre 1980 die Grundlast auf 79 % angestiegen ist, während der Mittellast- und Spitzenlastbereich auf 15 bzw. 6 % zurückgedrängt wird. Dies beinhaltet, daß die absolute Höhe der Spitzen zunimmt.

Zur Deckung dieser verbleibenden Spitzen stehen als bisherige Systeme die Gefällespeicher (Pumpspeicher) sowie Gasturbinen neuerdings mit angeschlossenen Luftspeichern zur Verfügung. Die Pumpspeichieranlagen zeichnen sich durch kurze An- und Abfahrzeiten, hohe Laständerungsgeschwindigkeit, gute Regelbarkeit und hohen Wirkungsgrad aus. Die Nachteile sind die hohen Investitionskosten und die Voraussetzung von Höhenunterschieden. Die Investitionskosten für die Speicherung einer kWh betragen bei durchschnittlicher Nutzung 120 DM.

Der Ausbau der Pumpspeicherwerke wird systematisch vorangetrieben; bis 1975 werden im westdeutschen Verbundnetz ca. 5600 MW reine Pumpspeicherleistung zur Verfügung stehen, d.h. ohne Berücksichtigung des natürlichen Wasserzuflusses in die Oberbecken. Eines der bisher größten Vorhaben liegt in der Nähe der Mosel. Es soll dort eine Speicherkapazität von 90 GWh aufgebaut werden.

Im Flachland stand bisher als spezielle Spitzenlastmaschine nur die Gasturbine zur Verfügung.

Sie zeichnet sich zwar durch niedrige Anlagekosten (300–400 DM/kW), gute Regelbarkeit und hohe Laständerungsgeschwindigkeit aus, hat aber einen sehr schlechten Wirkungsgrad (25–30 %) und benötigt fossile Brennstoffe.

Im Bereich der Nordwestdeutschen Kraftwerke wird jetzt das erste Luftspeicher-Gasturbinenkraftwerk gebaut. Die Einschaltung eines Druckspeichers zwischen den Luftverdichter und die Brennkammer eines Gasturbinenaggregates ermöglicht es, die Förderung der Verbrennungsluft zeitlich vom Gas-

turbinenbetrieb zu trennen. Da diese Luftförderung bei einer Einwellengasturbine etwa zwei Drittel der Wellenleistung beansprucht, die mit hochwertigem Brennstoff aufgebracht werden muß, läßt sich ein erheblicher wirtschaftlicher Effekt erzielen, wenn man die Luft durch einen elektrischen Verdichterantrieb mit billiger Energie während lastschwacher Stunden fördert. Die für die Luftverdichtung notwendige Wellenleistung kann anschließend als Nutzleistung von der Gasturbine dargeboten werden. Hierdurch werden erst Leistungssteigerungen bei Einwellenturbinen von 90 auf 300 MW möglich. Während beim konventionellen Gasturbinenprozeß ohne Vorwärmung der Wirkungsgrad 26 % bezogen auf 100 % eingesetzten Brennstoff beträgt, werden beim Luftspeichergasturbinenprozeß nur noch 66 % der benötigten Energie durch Brennstoff und 34 % durch die Verdichterarbeit aus dem Netz gedeckt. Die elektrische abgegebene Nutzarbeit errechnet sich zu 40 % der eingesetzten Energie und ist somit wesentlich höher als beim einfachen Gasturbinenprozeß [2–5].

Man unterscheidet zwischen Gleichdruck- und Gleitdruckspeicher. Einen Gleichdruckspeicher stellt ein unterirdisch (400–500 m) angelegter Wasserspeicher dar, dessen Inhalt über Druckluft in einen eben-erdigen Wasserspeicher gepumpt wird. Bei Luftentnahme steht bis zur Leerung des Oberwasserbeckens stets ein gleicher Druck zur Verfügung.

Die Gleitdruckspeicherung wird dort eingesetzt, wo bergmännisch angelegte Schacht-, Becken- und Stollenbauten nicht möglich sind, und das ist in den norddeutschen Gebieten vorwiegend der Fall. Dort bieten sich ausgesolte Salzstöcke an, die als Speicherkavernen genutzt werden können. Da der Speicherinhalt eines Gleitdruckspeichers während der Luftentnahme absinkt, muß das Volumen entsprechend größer als das eines Gleichdruckspeichers gleicher Leistung sein.

Man benötigt ca.

0,12 – 0,20 m³/kWh für Gleichdruckspeicher

und

0,45 – 0,65 m³/kWh für Gleitdruckspeicher.

Für das Aussohlen eines 300.000 m³ Kavernenspeichers, wovon zwei zwischen Oldenburg und Bremen geplant sind, werden ca. 14 Monate benötigt. Pro m³ Hohlraum werden rund 10 m³ Frischwasser benötigt. Man hofft, in den Anlagekosten bei einer Maschinengröße von 290 MW zwischen 300 und 400 DM/kW zu liegen [2–5].

Die Betriebszeit der geplanten (NWK-) Anlage soll 400 h/a nicht überschreiten. Neben der Spitzenlastdeckung schafft man eine Schnellreserve, darüber hinaus ist ein Phasenschieberbetrieb möglich. Als dritte Möglichkeit, die sich sehr gut in Kombination mit den vorgenannten einsetzen läßt, sind Dampfspeicheranlagen mit Entladezeiten bis maximal 6 h zu nennen.

Die Dampfspeicherung, am Wärmekraftwerk direkt betrieben, wird als Gefällespeicherung oder Gleichdruckspeicherung ausgeführt.

a) Gefällespeicherung

Bei der Ladung wird der überschüssige Dampf kondensiert und gibt Wärme an das speichernde Wasser ab, dessen Temperatur und Druck ansteigen. Umgekehrt wird bei der Entladung durch Absinken des Druckes und der Temperatur ein Teil des Wassers wieder verdampft. Das speichernde Volumen bleibt im wesentlichen konstant (bis auf das zusätzliche Kondensat).

b) Gleichdruckspeicherung

Hierbei werden Temperatur und Druck konstant gehalten. Der überschüssige Dampf dient zur Vorwärmung von Speisewasser, das im Speicher aufbewahrt wird. Bei der Ladung steigt der Wasserspiegel des Heißwassers im Speicher, während bei der Entladung bei sinkendem Heißwasserspiegel weniger oder kein Speisewasser mehr vorgewärmt wird und dadurch eine zusätzliche Dampfmenge frei wird, die in Elektrizität umgesetzt werden kann.

Der Gefällespeicherung mit eigener Spitzenlastturbine werden die größeren Chancen eingeräumt, da Spitzenlast bei den heutigen Blockgrößen nur sehr schwer durch zusätzliche Belastung des Turbosatzes zu erzeugen ist.

Die separate Spitzenturbine ist im Hinblick auf häufiges An- und Abfahren wärmeelastisch ausgeführt.

Derartige Gefällespeicher sind bereits im Kraftwerk Berlin-Charlottenburg mit 50 MW Leistung und 67 MWh Kapazität seit 1929 mit Erfolg im Einsatz. Luftspeicher erfordern wegen ihrer niedrigen spez. Kapazität billige Speicher. Dampfspeicher sind auch noch als Stahlgefäße ausgeführt wirtschaftlich.

Die Erfahrung mit Speichergefäßen größerer Art (30 m Bauhöhe, 26 bar Druck) besitzen die Betreiber von Fernheizwerken. Für den Lastspitzenausgleich einer Anlage mit 1200 MW eignet sich eine Speichergröße von 400 MW und einer Kapazität von 800 MWh. Man benötigt hierfür 64 Gefäße mit 580 m³ Inhalt.

Kostenabschätzungen ergaben, daß Anlagekosten für eine Spitzenlast-Dampfspeicheranlage im Bereich von 290 DM/kW anfallen, wenn eine Entladedauer von 2 Stunden vorgesehen wird. Der Wirkungsgrad der Dampfspeicherung liegt im Bereich von 60 bis 85 % [2—6].

Für die Zukunft scheint es ferner interessant zu sein, abgeschriebene Wärmekraftwerke verstärkt zur Spitzenlastdeckung einzusetzen. Hierbei geht man davon aus, daß bei hinreichender Wärmeisolation oder entsprechend großer Wärmekapazität des Turbinengehäuses das erforderliche Regelverhalten der Turbine erreicht werden kann.

Zusammenfassend kann gesagt werden, daß das Speicherproblem von großer wirtschaftlicher Bedeutung ist, insbesondere wenn in Zukunft die Kernkraftwerke möglichst viel im Grundlastbetrieb gefahren werden sollen.

3. Kohleveredelung

3.1. Übersicht über die Kohleveredelung

Die Kohleveredelung ist eine traditionelle Methode, die geförderte Primärenergie Kohle durch entsprechende technische Prozesse in eine verbraucherfreundliche Form als Endenergie umzuwandeln. Sie ist aus wirtschaftlichen Motiven (marktgerechte Form im Vergleich zu konkurrierenden Energieträgern) durchgeführt worden. Es gibt prinzipiell 3 Verfahrensweisen der Kohleveredelung:

1. die mechanische Kohleveredelung — hierzu zählen z.B. die Brikettierung und die Vermahlung der Kohle
2. die thermische Brennstoffveredelung — hierzu zählen z.B. die Verfahren der Verkokung und die Verschwelung der Kohle
3. die chemische Veredelung — hierhin gehören z.B. die Verfahren der Treibstoff- und Gasgewinnung.

Während die beiden ersten Verfahrensweisen im großen Umfange betrieben werden, kommt die dritte aus wirtschaftlichen Gründen bisher bis auf wenige Ausnahmen (z.B. in Südafrika) nicht zur Anwendung, da die erzeugten Kohleprodukte beliebig durch die bislang billiger erzeugten Mineralölprodukte bzw. Erdgas zu ersetzen waren.

Gerade die beliebige Austauschbarkeit mit diesen Energieträgern macht eine Untersuchung dieser Verfahren für die Anwendung in der Zukunft interessant.

Bedingt durch die Verteuerung der Mineralölprodukte und ihre absehbare Verknappung (z.B. werden die Ölvorräte mit 20–30 Jahren Förderzeit angegeben [3–1]) in Verbindung mit der Abhängigkeit der Bundesrepublik Deutschland von einigen wenigen Förderländern, wird die Substitution der flüssigen Mineralölprodukte auf Kohlebasis wieder diskutiert. Insbesondere macht sich im Verkehrssektor erschwerend bemerkbar, daß es keine kurzfristigen Alternativen zu dem mit flüssigen Treibstoffen abgewickelten Verkehr gibt. Für die Erdgasförderung gibt es ebenfalls Befürchtungen einer Versorgungslücke ab Mitte der 80er Jahre, die, falls evtl. auch keine Versorgungsengpässe auftreten, zumindest starke Preiserhöhungen erwarten läßt.

Es bleibt für die Bundesrepublik Deutschland außerdem auch hier das Problem, daß große preisbestimmende Mengen importiert werden müssen. Dagegen ist die einzige wirklich in großem Maße in der Bundesrepublik Deutschland (und weltweit) vorhandene Primärenergiequelle die Kohle. Sie kann durch Umwandlungsprozesse sowohl in flüssige als auch in gasförmige Kohlenwasserstoffe umgewandelt und somit veredelt werden.

Einen weiteren Anreiz zur Überdenkung dieser Verfahren gibt der Entwicklungsstand der Hochtemperaturreaktoren (speziell des Kugelhaufenreaktors). Die erreichbaren Temperaturen von 950 bis langfristig 1100°C erlauben die Einbindung kostengünstiger nuklearer Prozeßwärme in die Verfahren der Kohleveredelung bei gleichzeitigen Einsparungen an Kohle (ca. 30–60 %) und Betriebsmittel (z.B. Sauerstoff), die beachtenswerte Kostensenkungen bei den Veredelungsprodukten erwarten lassen.

3.2. Kohlevorräte

Die Steinkohlenvorräte der Bundesrepublik betragen [3–2]

44 Mrd. t bis 1500 m NN Teufe und
230 Mrd. t bis 2000 m NN Teufe.

Man sollte davon ausgehen, daß maximal aus heutiger Sicht ca. 9 Mrd. t abbaubar sind (ohne überproportionale Kostensteigerung). Das bedeutet bei einer jährlichen Fördermenge von 120 Mio t (wobei ein Anstieg für die Vergasung eingerechnet ist) Vorräte für mindestens ca. 75 Jahre.

Die Braunkohlenvorräte werden mit 62 Mrd. t ($\hat{=}$ 18,6 Mrd t SKE) (davon 55 Mrd t im Rheinischen Revier) angegeben. Davon sind zur Zeit im Abbau bzw. Aufschluß oder in der Aufschlußplanung ca. 11,5 Mrd t.

Weitere 6 Mrd t sind mit einem Deckraum zu Kohle- (D:K-) Verhältnis < 7 abbaubar [3–3].

Das bedeutet bei einer auf 170 Mio t (incl. Vergasungskohle) erweiterten Förderung Vorräte für mindestens 100 Jahre.

Dabei ist zu bedenken, daß speziell für die Vergasung auch höhere Braunkohlekosten – im Vergleich zur Steinkohle – möglich sind, so daß hier die 17 Mrd t eine untere Abschätzung bedeuten.

3.3. Bedarf an Kohleveredelungsprodukten

Der Bedarf an Gas und Kohlenwasserstoffen ist für die verschiedenen Sektoren für die Variante 1 in Abb. 3.3/1 dargestellt. Es ist also der Mindestbedarf dargestellt, der zugleich eine untere Abschätzung für die Absatzmöglichkeiten nuklear erzeugter flüssiger und gasförmiger Kohleveredelungsprodukte bedeutet (der Rückgang von Gas und Mineralölprodukten ergibt sich hier durch die Umschichtung der Sekundärenergieträger zu versorgungssicheren, relativ nicht so stark in den Kosten steigenden Energieträgern hin, wie Strom und Fernwärme). Aufgrund der angenommenen Einsatzzeiten nach 1985 ergibt sich mit durchschnittlichen Zubauraten von ~ 2 Reaktoren/Jahr (höhere Zubauraten sind realisierbar), daß im Jahr 2000 etwa 55 Mio t SKE Kohle veredelt werden können. Die Absenkung ab 1990 ergibt sich durch die verstärkte Stromerzeugung und die starke Zunahme der Fernwärme.

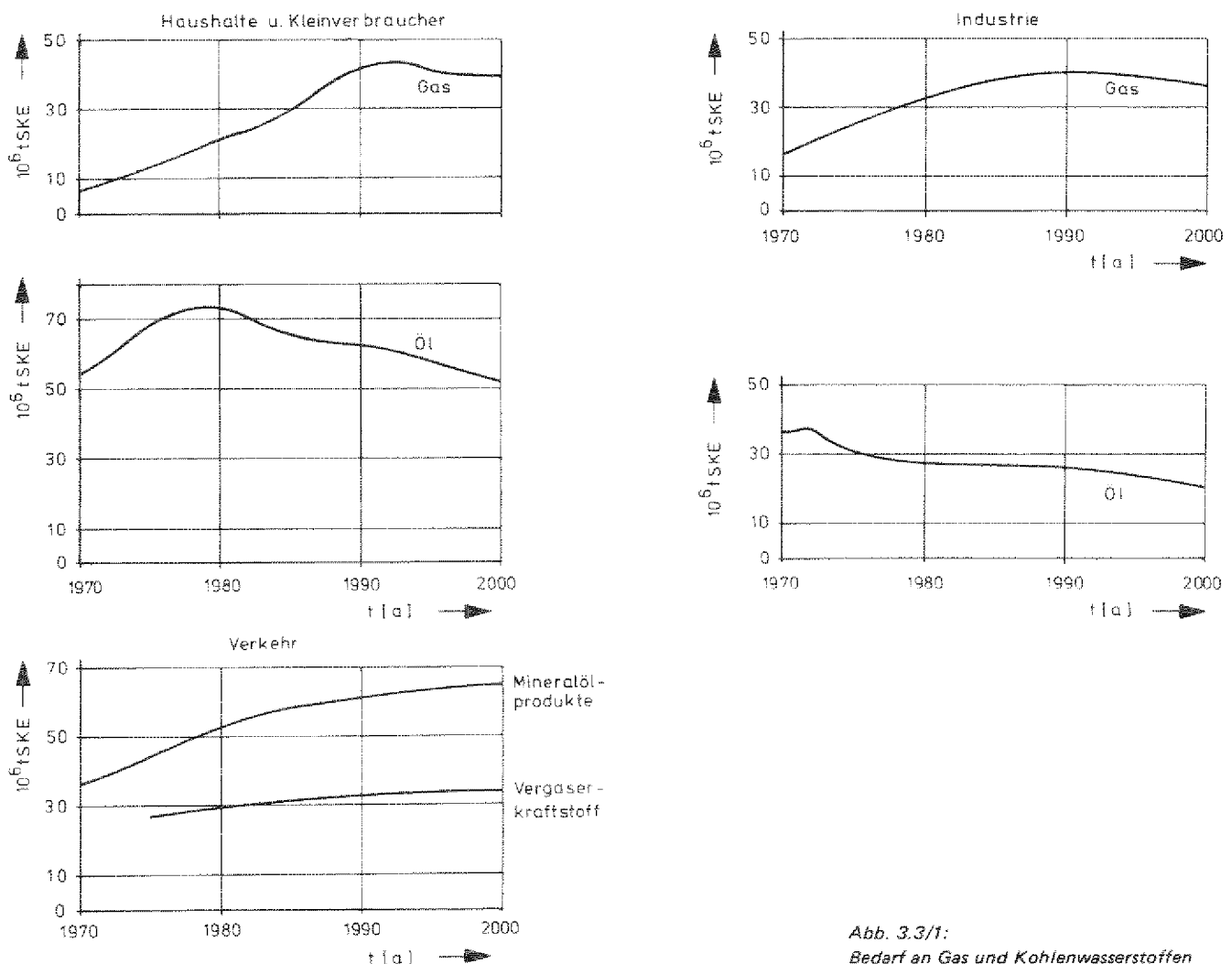


Abb. 3.3/1:
Bedarf an Gas und Kohlenwasserstoffen
in den Sektoren nach Abb. 1.2/1

3.4. Verfahren zur Kohleveredelung

Ein Überblick über den klassischen Weg von der Kohle zu ihren möglichen Veredelungsprodukten und deren Bedeutung für die einzelnen Sektoren gibt Abb. 3.4/1. Als besonders interessante Zielprodukte erscheinen flüssige Kohlenwasserstoffe (z.B. Benzin, Methanol), Synthesegas und synthetisches Naturgas.

Für die Herstellung dieser Produkte kommen aus Gründen der Ressourcenschonung und der Kohlepreise für die Verhältnisse der Bundesrepublik in erster Linie nur Verfahren mit Kernwärmeeinkopplung in Frage. Allen im folgenden aufgeführten Verfahren mit Ausnahme der Wasserdampfvergasung liegt die gleiche Einkopplungsweise der Kernenergie zugrunde, wie sie auch für die Nukleare Fernenergie zugrunde gelegt wird, die Methanspaltung.

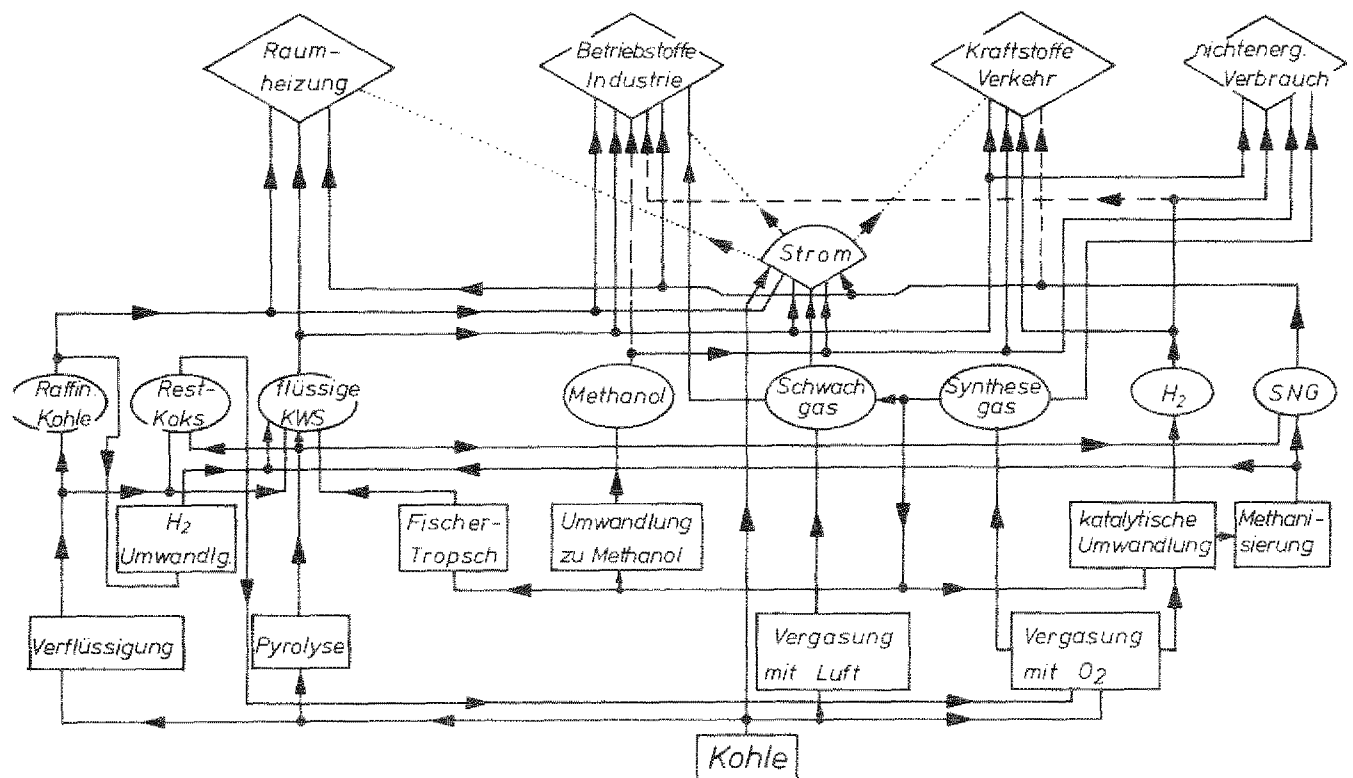


Abb. 3.4/1: Wege der konventionellen Kohleumwandlung; Produkte und Produktzuordnungen

Für die Vergasung kann man sich hierbei auf die bereits aus den Arbeiten der KFA und der GHT-Studie bekannten Verfahren der hydrierenden bzw. Wasserdampfvergasung von Braun- und Steinkohle beschränken [3–4]. Hierbei werden zur Zeit untersucht:

- Hydrierende Vergasung von Braunkohle mit Ankopplung der Kernenergie über eine Methanspaltung oder eine Hydriergaserhitzung zur Erzeugung von synthetischem Naturgas.
- Wasserdampfvergasung von Steinkohle mit Ankopplung der Kernenergie über einen Sekundärkreislauf zur Erzeugung von synthetischem Naturgas.

In den Abb. 3.4/2 und 3.4/3 sind die Prinzipschaltbilder der untersuchten Verfahren angegeben.

Für die Verflüssigung bietet sich das H-Coal Verfahren aus der Fülle der Möglichkeiten für die Hydrierung der Kohle zu Benzin an. Gründe, die für die Auswahl dieses Verfahrens sprechen, sind:

1. Es hat den höchsten Umwandlungswirkungsgrad mit $\eta = 72,5\%$. Unter dem Wirkungsgrad wird hierbei der Gewichtsquotient aus ausgebrachten Kohlenwasserstoffen zu eingebrachter Kohle verstanden.
2. Die in der Bundesrepublik vorkommenden Kohlesorten lassen sich verwenden.

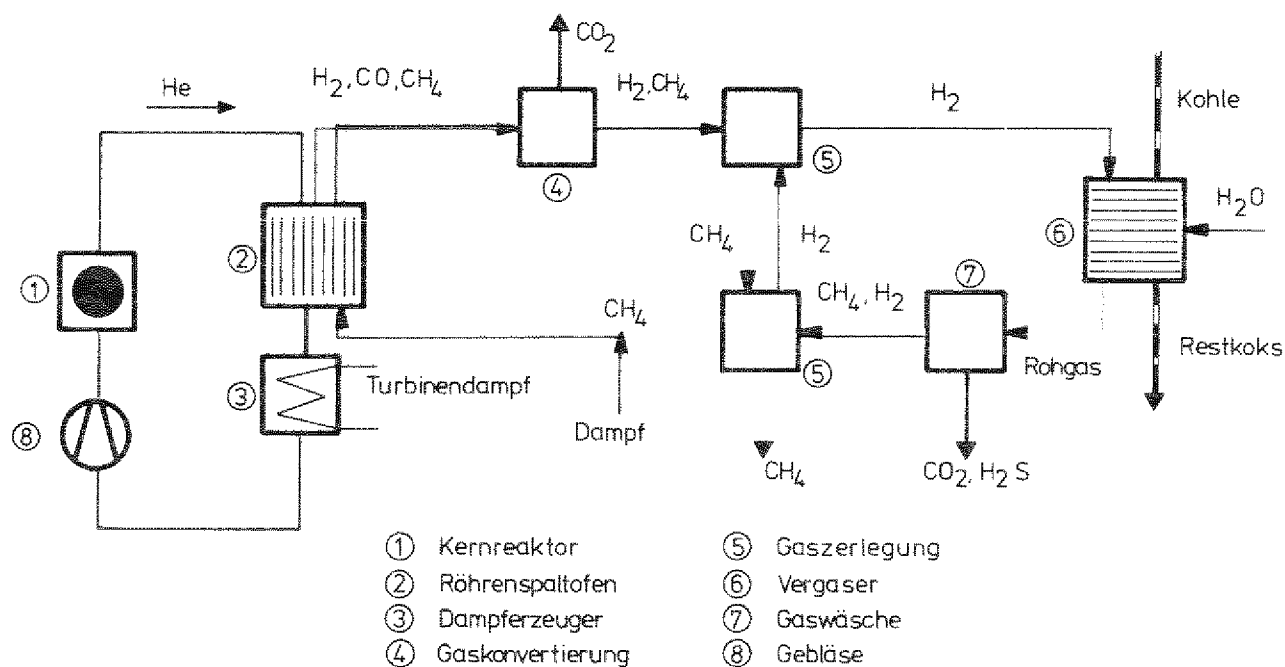


Abb. 3.4/2: Hydrierende Vergasung von Kohle mit Kernwärme
 (Einkopplung der Kernenergie über Methanspaltung)

Der hohe Bedarf an Wasserstoff läßt sich durch die Einkopplung der Kernwärme relativ kostengünstig decken.

Ein Schaltbild für eine mögliche H-Coal Anlage ist in Abb. 3.4/4 gegeben.

Die Methanolerzeugung ist in einer kürzlich erschienenen Studie des BMFT: „Neuen Kraftstoffen auf der Spur“ detailliert abgehandelt [3–6].

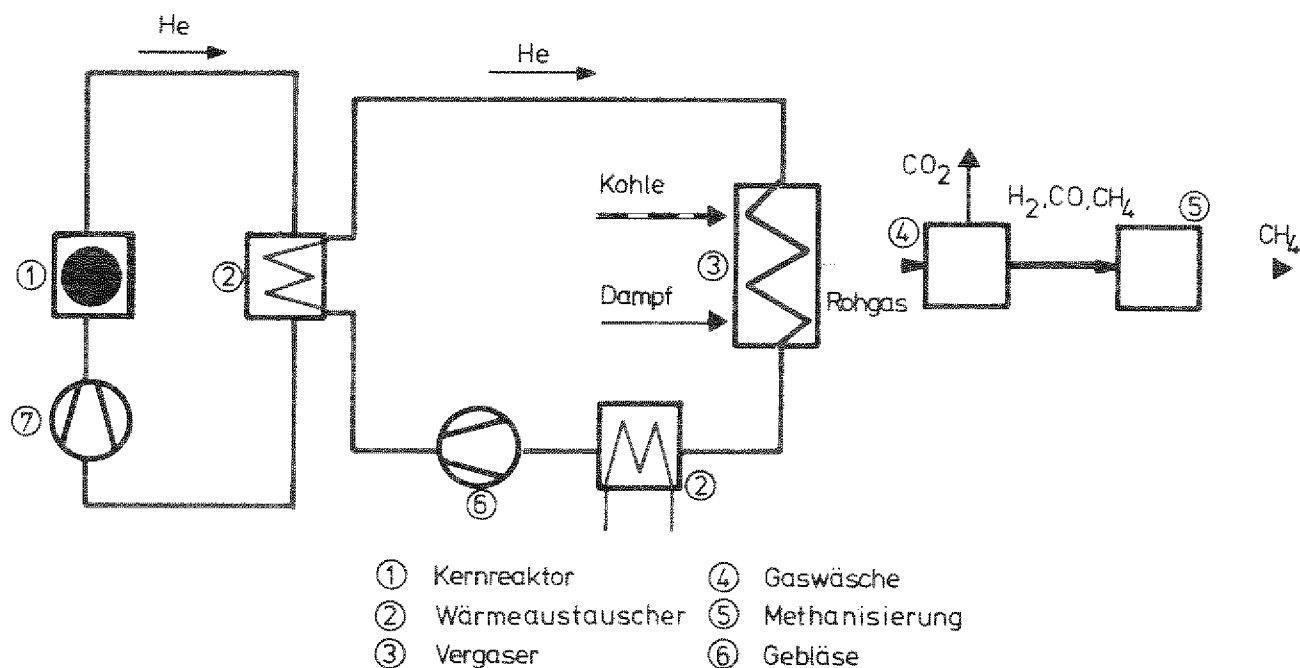


Abb. 3.4/3: Wasserdampfvergasung von Kohle mit Kernwärme

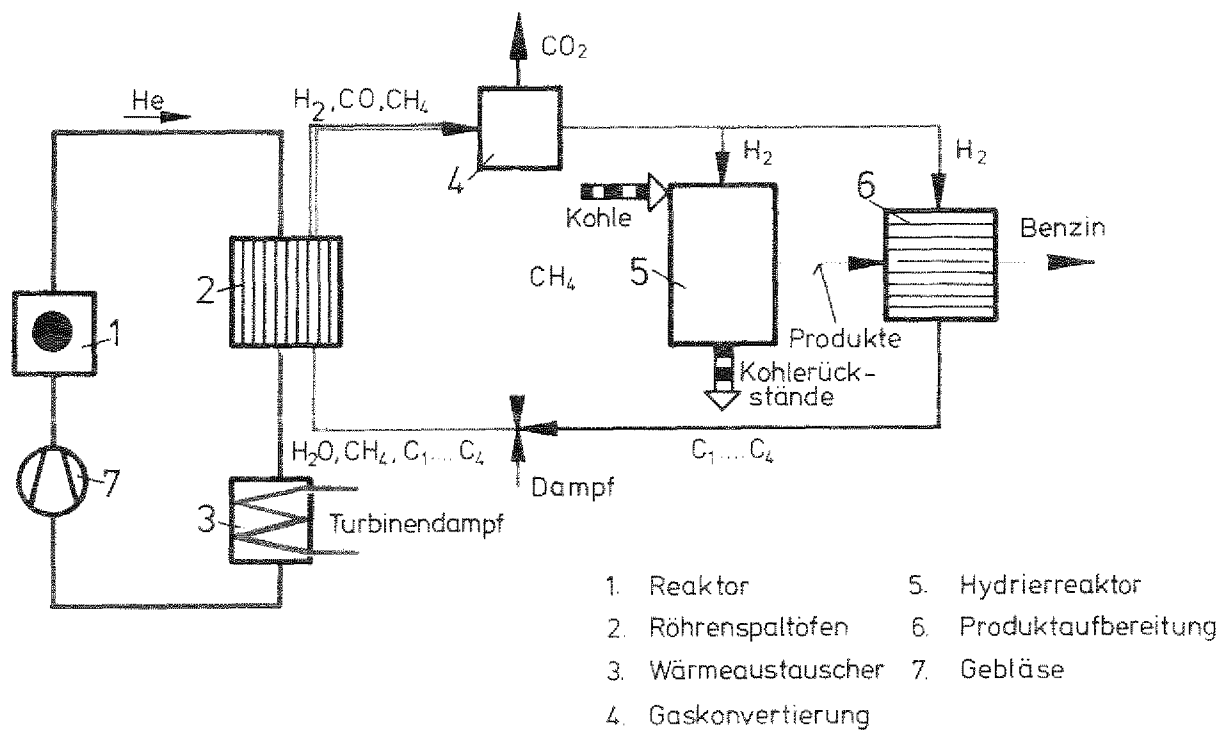


Abb. 3.4/4: Nukleare Kohleverflüssigung nach dem H-Coal Verfahren

In den folgenden Abbildungen 3.4/5 und 3.4/6 sind die Produktkosten für eine mittlere Auslastung von 7000 h/a angegeben. Hierbei muß darauf verwiesen werden, daß für die Gaserzeugungsverfahren weit detailliertere Unterlagen zur Verfügung stehen als für die Kohleverflüssigung, da diese Verfahren seit längerem Gegenstand von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten des gemeinsamen Projektes von Bergbau-Forschung GmbH, Rheinische Braunkohlenwerke AG und Kernforschungsanlage Jülich GmbH sind.

Für den Einsatz von Rheinischer Braunkohle werden Kohlekosten von 5 DM/Gcal H_U von der Rheinische Braunkohlenwerke AG angegeben [3–7].

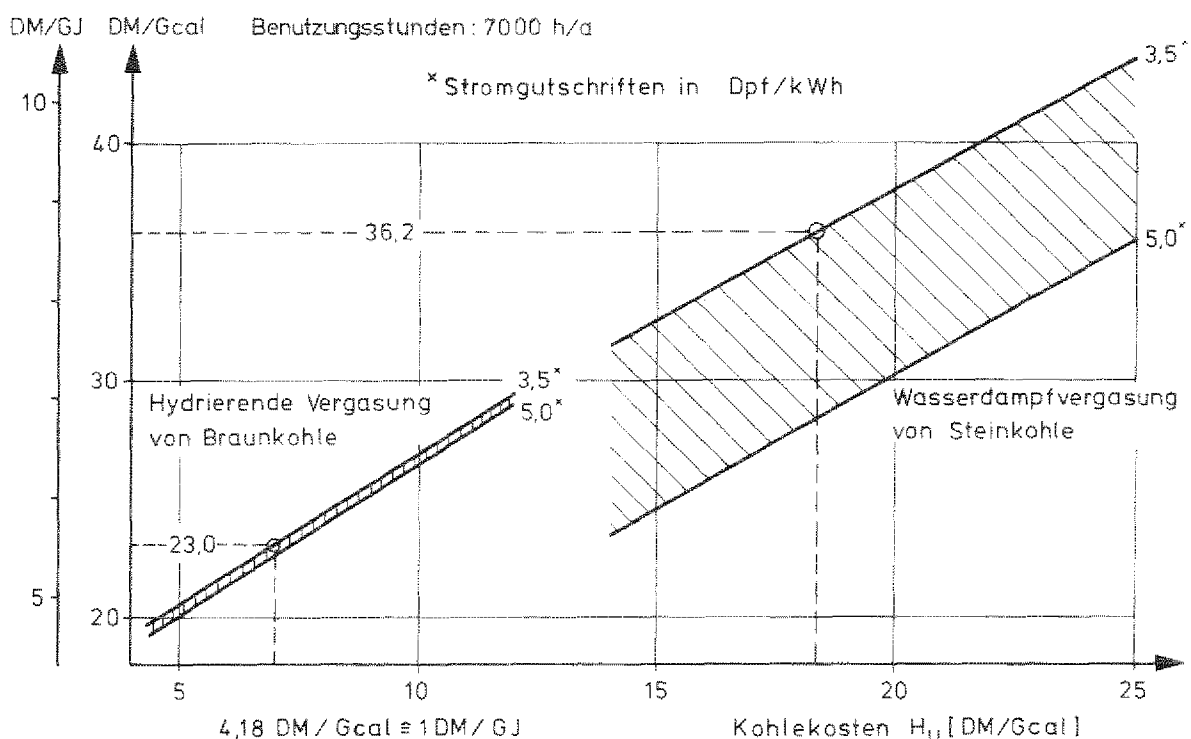
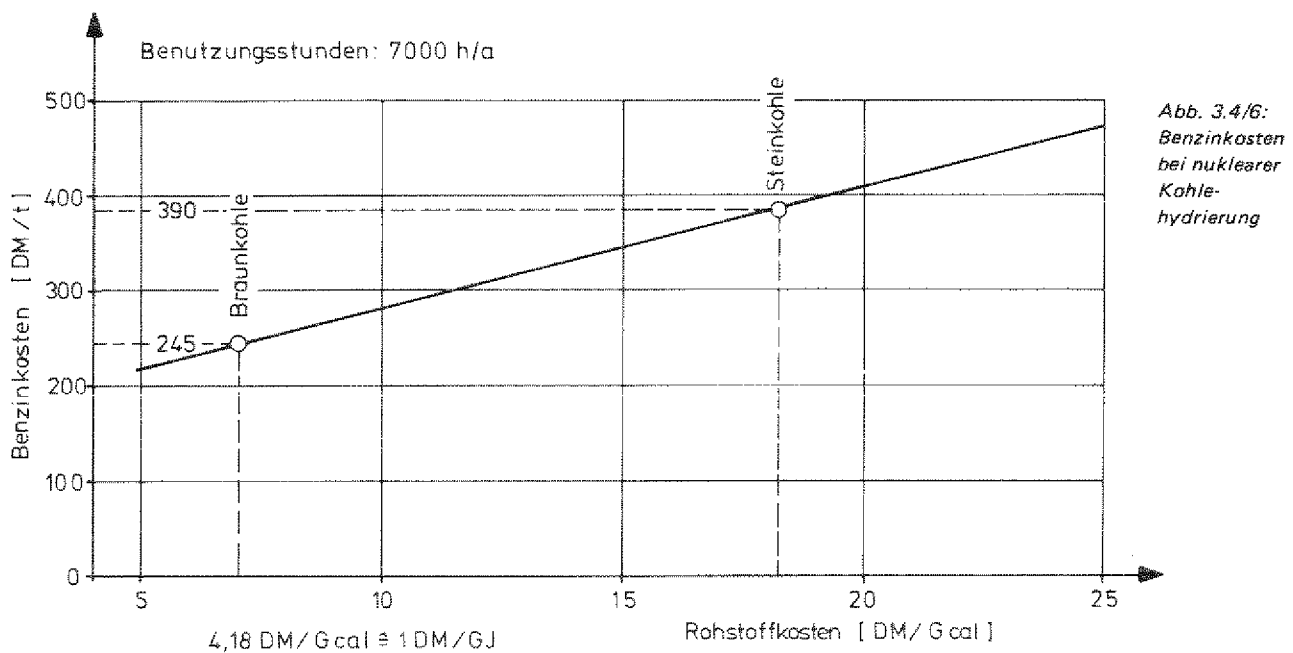


Abb. 3.4/5: Gaserzeugungskosten bei nuklearer Kohlevergasung



3.5. Transport und Speicherung

Der Absatz der neuen Produkte ist an eine Infrastruktur für Verteilung und Verkauf gekoppelt sowie standortbedingt durch die Lage der Kohlevorräte und die Nähe der Ballungsgebiete. Die gasförmigen Produkte können wegen ihrer Erdgasähnlichkeit in das bestehende Gasnetz, das in besonderer Verdichtung in kohlennahen Gebieten existiert, eingespeist werden. Die Produktion flüssiger Kohlenwasserstoffe im Bereich der rheinischen Braunkohle ergibt Standortmöglichkeiten, die nicht weit weg von bereits bestehenden Raffinerien liegen. Die Abb. 3.5/1 zeigt das bestehende Gasnetz sowie Kohlevorräte und Ballungsräume.

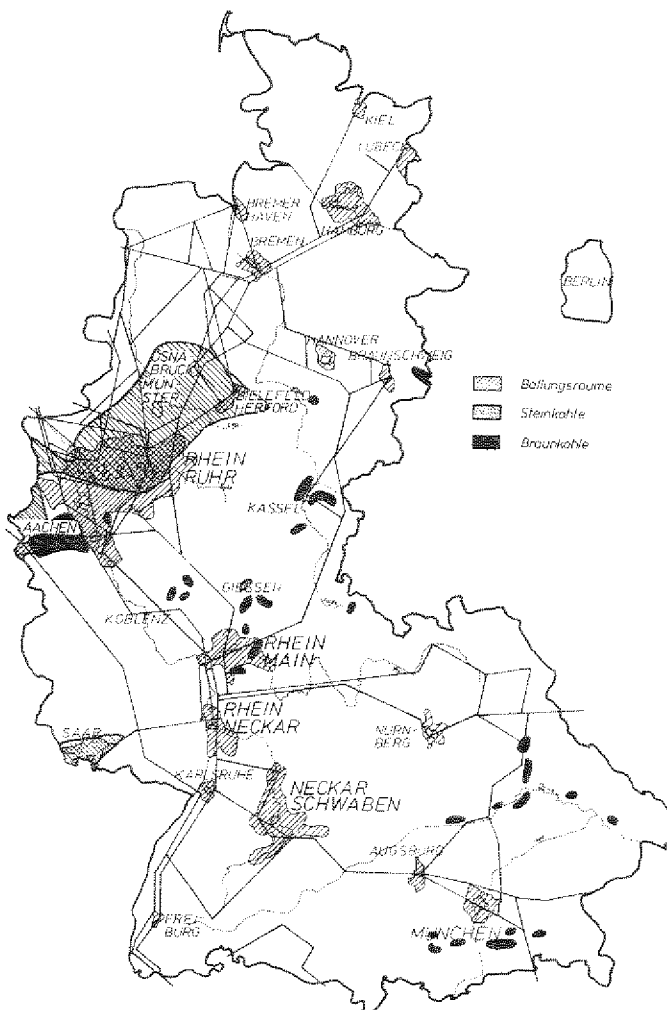


Abb. 3.5/1: Kohlevorräte, Ballungsräume und bestehendes Erdgasnetz

3.6. Markteinführung und Überlegungen zur Versorgungssicherheit

Der Realisierungszeitraum für die Vergasung wurde vor der Ölkrise abgesteckt und lässt die kommerzielle Vergasung ab Mitte der 80er Jahre erwarten.

Überlegungen der Versorgungssicherheit können eine gleichzeitige Realisierung der Kohleverflüssigung wün-

schenswert erscheinen lassen. In diesem Falle muß jedoch sofort dafür gesorgt werden, daß ein entsprechendes Industriepotential bis Mitte der 80er Jahre die Aufgaben übernehmen kann.

In Abb. 3.6/1 sind die möglichen bzw. sinnvollen Anteile der Reservehaltung und Selbstversorgung an den gesamten Kosten der Versorgungssicherheit dargestellt.

Nimmt man an, daß man bereit ist, für eine höhere Versorgungssicherheit Mehrkosten von $x = 2$ Dpf/l zu tragen — das würde bei reiner Reservehaltung einem Vorrat für 180 Tage entsprechen — so kann man sich entlang der in Abb. 3.6/1 mit den Mehrkosten des synthetischen Benzins parametrisierten Kurven zwischen Reservehaltung und Selbstversorgung durch synthetisches Benzin bewegen. Wenn Benzin aus Kohle 3 Dpf/l (K_s) mehr kostet als Benzin aus Erdöl, kann man sich ungefähr entlang der gestrichelten Geraden bewegen, entlang welcher der Rückgang der Reservehaltung (in t/a) einen gleich-großen Zuwachs an Selbstversorgung (in t/a) erlaubt. Den Mehrkosten < 3 Dpf/l (synth. Benzin) entspricht bei einem Rückgang der Reservehaltung ein größerer Zuwachs an Selbstversorgung. Aus dieser Sicht scheint es bis zu Mehrkosten von 3 Dpf/l sinnvoll, zu beträchtlichen Selbstversorgungsraten überzugehen.

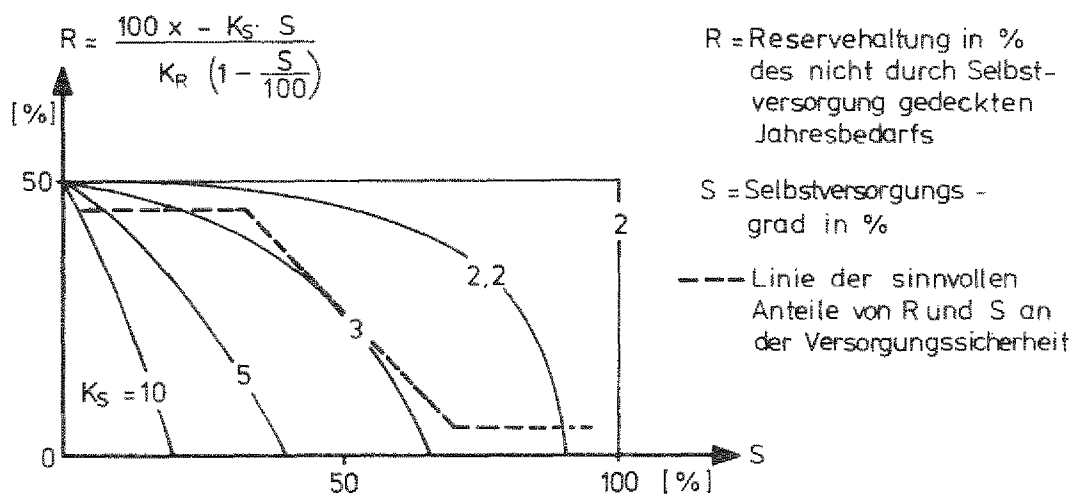


Abb. 3.6/1: Kosten der Versorgungssicherheit für Benzin

Die hier parametrisierten Kosten erlauben sogar, einen Teil des Benzins auf Steinkohlebasis zu produzieren, wohingegen Benzin aus Braunkohle keine Mehrkosten verursacht.

Der angenommene zusätzliche Dpf/l Benzin gegenüber der Vierteljahresreservehaltung würde den Kfz-Halter im Durchschnitt monatlich etwa mit 1 — 1,50 DM belasten und liegt damit in der Größenordnung der Belastung des Durchschnittshaushaltes durch den Kohlepfennig.

4. Wasserstoff

Ausgehend von derzeitigen jährlichen Energieverbräuchen im Vergleich zu begrenzten Vorkommen an fossilen Energieträgern läßt sich abschätzen, daß eine Zeit kommen wird, in der man auf fossile Brennstoffe verzichten muß. Die dann noch nutzbaren Vorräte werden der nichtenergetischen Nutzung, z.B. dem chemischen Bereich, vorbehalten sein.

Als Primärenergie steht dann überwiegend nukleare Energie zur Verfügung, die jedoch nicht direkt einsetzbar ist. Sie muß verteilbar gemacht werden durch Schaffung von Sekundärenergieträgern, die unseren heutigen leitungsgebundenen Energieträgern ähnlich sind.

Nach derzeitigen Überlegungen gibt es prinzipiell neben der Stromerzeugung zwei Wege:

1. Nukleare Fernenergie
2. Wasserstoff.

Für eine Wasserstofferzeugung in der Größenordnung, die auch für die Energieversorgung interessant werden kann, existieren Vorschläge, Wasser mit Hilfe von hochtemperaturiger Kernwärme in Kreisprozessen in Wasserstoff und Sauerstoff zu spalten. Beide Systeme arbeiten in sich geschlossen und verbrauchen keine fossilen Rohstoffe.

4.1. Derzeitiger Verbrauch und Bedarfspotential

Die Hauptwasserstoffverbraucher sind derzeit die Ammoniak- und Mineralölindustrie. Der statistisch ausgewiesene Wasserstoffverbrauch von derzeit 0,5 Mrd Nm³/a gibt nur den verkauften Anteil an und ist gering gegenüber dem tatsächlichen Verbrauch, der innerhalb der genannten Industrien in den meisten Fällen durch Rückstandsölvergasung und freigesetzten Wasserstoff aus Reformieranlagen gedeckt wird. Zur Ammoniakherzeugung als Düngemittel und Kunststoffvorprodukt werden ca. 4 Mrd Nm³ Wasserstoff jährlich benötigt. Im Raffineriebereich werden als Folge der Benzinreformierung (ca. 107 Nm³ Wasserstoff/t SKE Benzin) bei 24 Mio Jahrestonnen 1974 im Inland erzeugten Benzins 2,5 Mrd Nm³ Wasserstoff freigesetzt, die vorwiegend zur Entschwefelung von Rohölfraktionen wieder verwendet werden. Derzeitig ist bei Heizölraffinerien insoweit noch ein ausgeglichener Wasserstoffhaushalt vorhanden, als der freigesetzte Wasserstoff ausreicht, die Ölfraktionen soweit zu entschwefeln, daß die nachgeschalteten katalytischen Verfahren nicht durch Schwefeileinschluß zerstört werden.

Insgesamt werden derzeit ca. 2 Mio t SKE in Form von Wasserstoff verbraucht. Die Zusammensetzung der voraussichtlichen Nachfrage im Mineralölbereich wird sich jedoch zugunsten der leichten Ölkompontenten ändern. Bis 1985 soll der Anteil des schweren Heizöles an der Nachfrage unter 24 % abgesunken sein. Die natürliche Fraktionszusammensetzung für eine Mischung von 90 % Nahost- und 10 % Nordafrika-Öl ergibt jedoch 51 % schwere Anteile. Im Grenzfall bei fortgeschrittenem Abbau der Ölreserven ist es denkbar, daß Öl nur noch zur Treibstoffversorgung und zu petrochemischen Zwecken verwendet wird. Unter den Voraussetzungen verschärfter Umweltbestimmungen, die eine Entschwefelung aller Heizöle fordern, sind mittelfristig 10–15 Mrd Nm³/a Wasserstoff notwendig. Je nach erforderlichem Produktspektrum, d.h. durch eine H/C Aufbesserung kann sich dieser Bedarf auf lange Sicht verdoppeln.

Die Ammoniakproduktion wird nur unter dem Gesichtspunkt gesteigert werden, daß Ammoniak zunehmend als Kunststoffvorprodukt eingesetzt wird. Ein mögliches oberes Potential bis zum Jahre 2000 sind 6 Mrd Nm³ H₂/a.

Die Direktreduktion des Eisenerzes mit Wasserstoff gewinnt erst bei Bereitstellung von kostengünstigem Wasserstoff wirtschaftliche Vorteile gegenüber der bisherigen Eisenverhüttung. Setzt man Wasserstoff als reines Reduktionsmittel ein, werden ca. 700 Nm³ H₂/t Eisenschwamm benötigt. Darüber hinaus würden zur Wärmeerzeugung durch Wasserstoffverbrennung weitere 370 Nm³/t Eisenschwamm gebraucht. Unter der Voraussetzung, daß von den für das Jahr 2000 prognostizierten 58 Mio t Roh-eisen (bei 80 Mio t Rohstahl) etwa die Hälfte als Eisenschwamm in Direktreduktionsanlagen erzeugt werden, ergibt sich ein H₂-Potential von ca. 30 Mrd Nm³ H₂.

Im nichtenergetischen Sektor würden dann an Wasserstoff, abgestimmt auf mögliche Produktionszahlen im Jahre 2000, ca. 60–70 Mrd Nm³ (entsprechend 26 Mio t SKE) benötigt.

Für den energetischen Bereich, die Verwendung von Wasserstoff als Brenngas, läßt sich für den gleichen Zeitpunkt in den Bereichen Haushalte und Kleinverbraucher und Industrie eine substituierbare Menge von ca. 120 Mio t SKE abschätzen. Hierbei wird vornehmlich an Öl- und Gassubstitution für den Fall gedacht, daß diese Energieträger aufgrund erschöpfter Ressourcen nicht mehr verfügbar sind.

4.2. Herstellungsverfahren von Wasserstoff

4.2.1. Wasserstoff aus fossilen Energieträgern

Die derzeit betriebenen Verfahren zur Wasserstoffherstellung beruhen auf der Erdgas- und Bezin-spaltung, der Rückstandsölverwertung sowie der Kohledruckvergasung.

Bei den allothermen Verfahren, Steamreforming leichter Kohlenwasserstoffe und Kohlevergasung mit Prozeßwärme, lassen sich fossile Einsatzstoffe und Wärmeverbräuche getrennt angeben, was bei den autothermen Verfahren, der partiellen Oxidation und der Kohledruckvergasung, nicht exakt möglich ist.

Zusätzlich wird bei den letzteren Verfahren Sauerstoff benötigt, dessen Gewinnung ebenfalls Energie (0,17 kWh/Nm³) erfordert. Durch Einkopplung nuklearer hochtemperaturiger Wärme werden die Wärmekosten der allothermen Verfahren gesenkt, und zwar im Vergleich zu den heutigen fossilen Brennstoffen um den Faktor 3 bis 4.

Abb. 4.2/2 zeigt als Beispiel die Abschätzung der Wasserstofferzeugungskosten für den Einsatz von Kohlenwasserstoffen unter Verwendung nuklearer und fossiler Wärme. Bei einem Preis von 200 DM/t Heizöl S liegen die Erzeugungskosten für Benzin bei 280 DM/t bei Verwendung von Hydrocrack-anlagen und nuklearer Prozeßwärme.

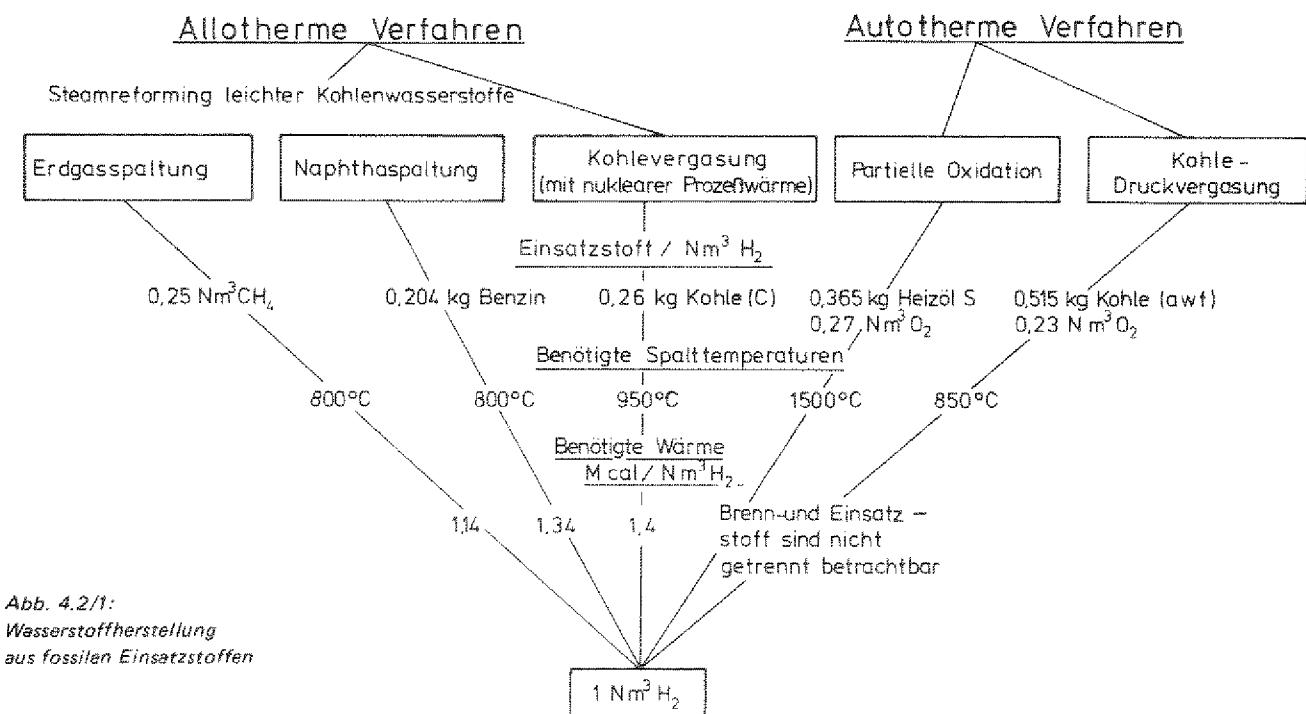


Abb. 4.2/1:
Wasserstoffherstellung
aus fossilen Einsatzstoffen

Bei konventioneller Befuerung steigen die Benzinkosten auf 330 DM/t. Die Kosten des Wasserstoffes, erzeugt durch Benzinspaltanlagen, liegen dann je nach Unterfeuerungsart und Benzinkosten zwischen 8,5 und 11,5 Dpf/Nm³ H₂.

Wasserstoff, gewonnen mit Hilfe von fossilen Energieträgern, ist also viel zu teuer für den energetischen Einsatz.

4.2.2. Die Wasserelektrolyse

Die Wasserelektrolyse war bisher aufgrund geringer Rohstoffpreise mit den vorgenannten Verfahren nicht konkurrenzfähig. Sie wurde nur dort angewendet, wo entweder extrem kostengünstige Elektrizität aus Wasserkraft zur Verfügung stand oder aber Wasserstoff in höchster Reinheit benötigt wurde.

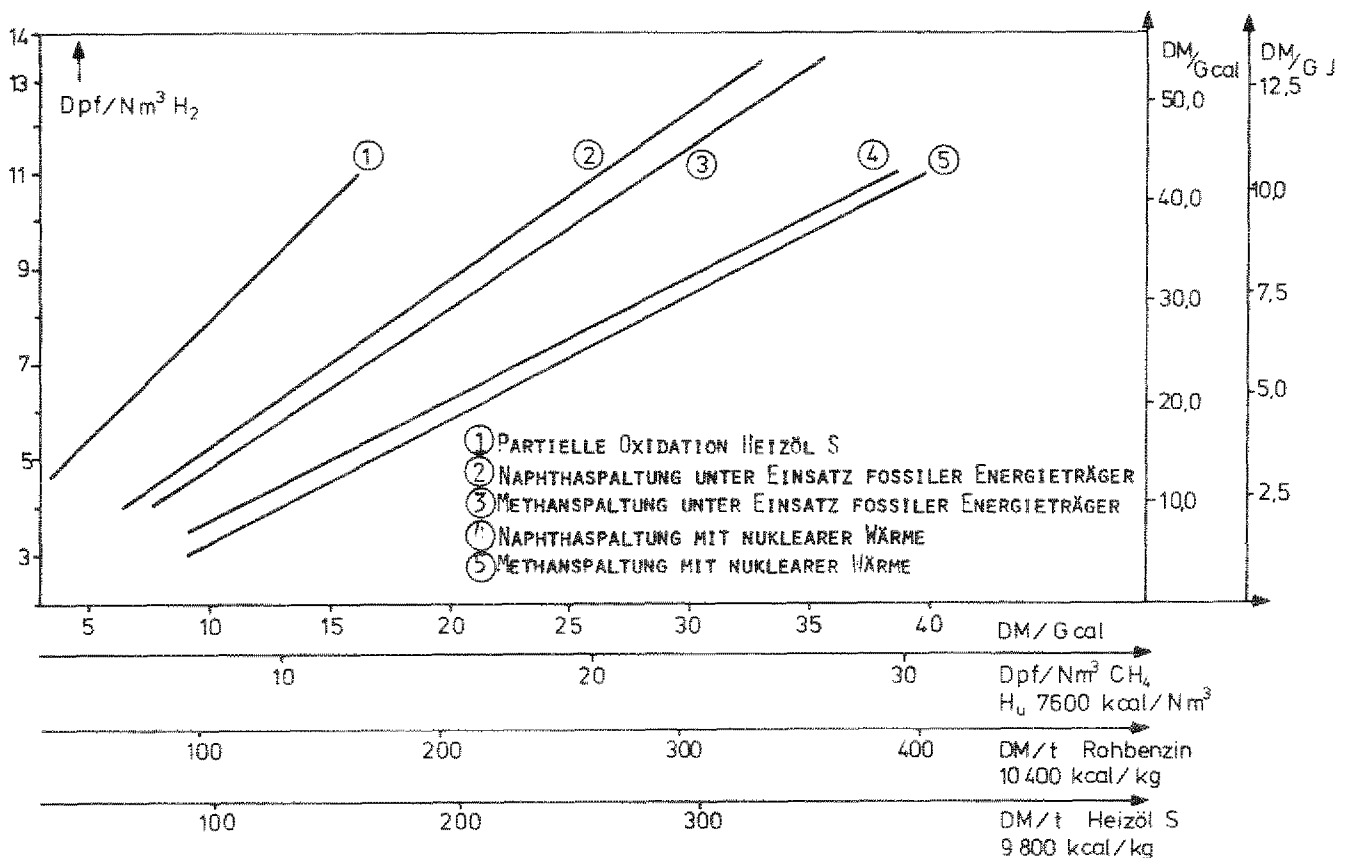


Abb. 4.2/2: Wasserstoffherzeugungskosten [4-1]

Der elektrische Energiebedarf liegt bei herkömmlichen Verfahren (Tannelektrolyse) oberhalb von 4,4 kWh/Nm³ H₂ [4-2]. Die reinen Energiekosten betragen bei niedrig angenommenen Stromkosten von 3,5 Dpf/kWh schon mehr als 15 Dpf/Nm³ H₂, das sind 80-85 % der gesamten Gesteungskosten. Eine Verbilligung ist nur durch verminderten Energieverbrauch zu erreichen. Neuere Entwicklungen durch amerikanische Firmen, die allerdings zum Teil erst im Labormaßstab existieren, zeigen eine Tendenz zu sinkenden Energieverbräuchen im Bereich von 3 bis 4 kWh/Nm³ H₂ [4-3]. Die Entwicklungsarbeiten zielen dabei auf eine Verbesserung der Leitfähigkeit des Elektrolyten sowie die Senkung der notwendigen Überspannung an den Elektroden durch neue Elektrodenmaterialien ab. Gleichzeitig versucht man, die wirksame Elektrodenoberfläche zu vergrößern bzw. die Stromdichte zu erhöhen.

Die wahrscheinlichen Wasserstoffgestehungskosten liegen ohne Berücksichtigung einer Sauerstoffgutschrift zwischen 60 und 70 DM/Gcal H₂ bei einem Prozeßwirkungsgrad von 80 %.

4.2.3. Die thermolytische Wasserspaltung

Eine merkliche Dissoziation von Wasser tritt erst bei Temperaturen oberhalb von 2800°C auf. Bei technisch beherrschbaren, weit tieferen Temperaturen muß ein thermisches Wasserzersetzungverfahren in mehreren Prozeßstufen ablaufen. Mehrstufenprozesse, bei denen Wasser thermisch in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff unter Ausnutzung der Kernwärme zerlegt wird, sind verschiedentlich vorgeschlagen und unter thermodynamischen Gesichtspunkten systematisch zusammengestellt worden.

Abb. 4.2/3:
Wasserstoffgestehungskosten durch
Wasserelektrolyse

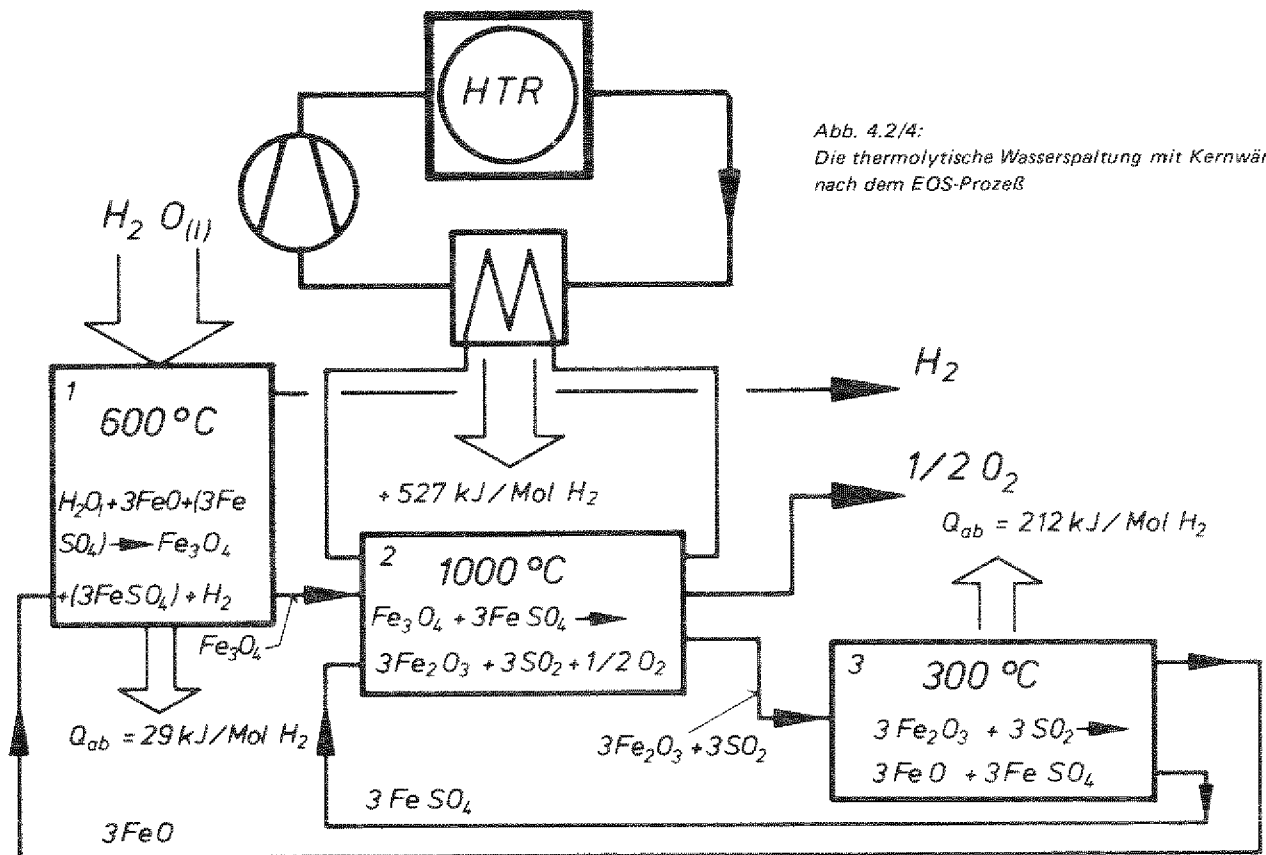
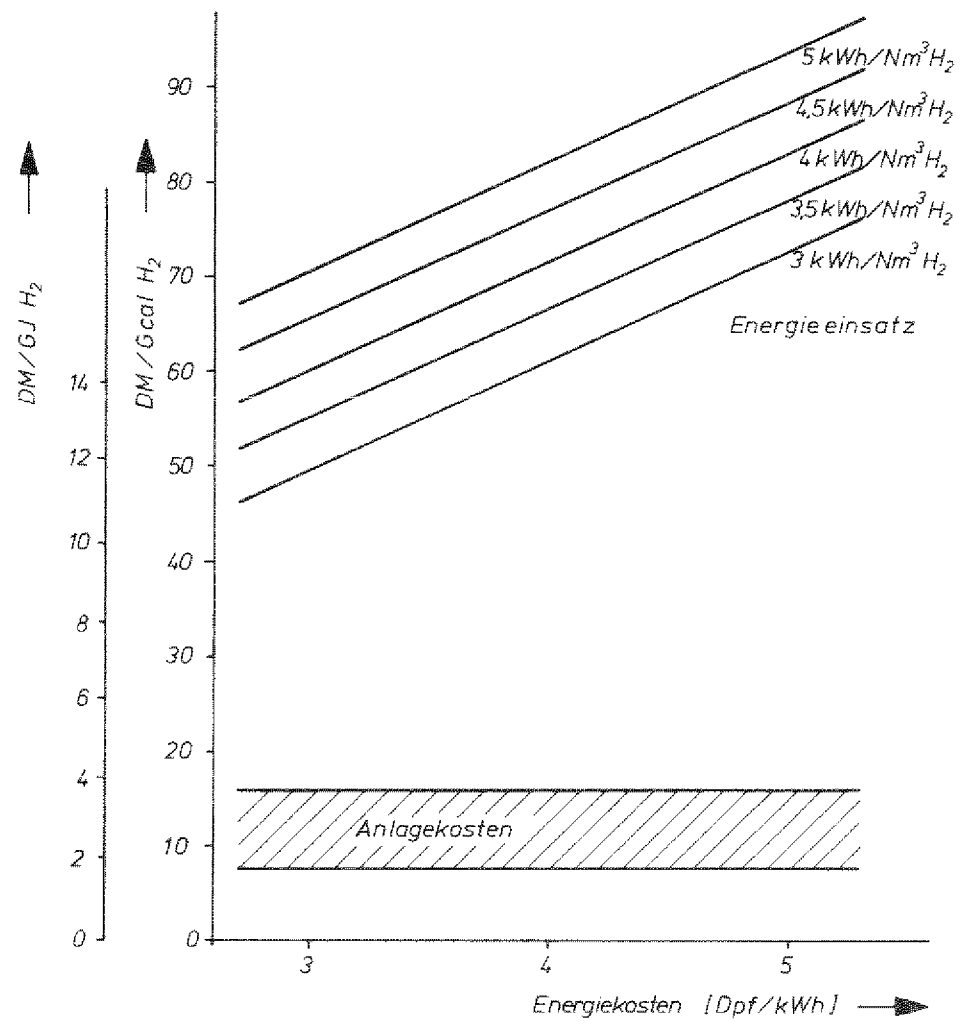


Abb. 4.2/4:
Die thermolytische Wasserspaltung mit Kernwärme
nach dem EOS-Prozeß

Der thermolytische Kreisprozeß besteht aus einer Folge von mindestens zwei chemischen Reaktionen, deren Bruttoreaktion die der Wasserspaltung ist. Die nicht in der Bruttoreaktion vorkommenden Elemente der Reaktionspartner der Folge sind die Reaktionsmittler. Diese werden im Kreis geführt, d.h. sie werden nicht verbraucht.

Von den vielen vorgeschlagenen Kreisprozessen zeigt Abb. 4.2/4 als Beispiel das schematische Schaltbild einer Eisen-Schwefel-Reaktionsfolge. (Dieser Kreisprozeß wird in der KFA-Jülich u.a. untersucht.) Im ersten Schritt unter Freisetzung von Wärme wird der Reaktionsmittler oxidiert und Wasserstoff als Hauptprodukt abgetrennt. Im zweiten chemischen Reaktionsschritt wird unter Einkopplung hochtemperaturiger Wärme der Reaktionsmittler reduziert und Sauerstoff freigesetzt. Der Reaktionsmittler wird schließlich in seinem Ausgangszustand dem Prozeßschritt 1 wieder zugeführt. Die gesamte zeitliche Ausbeute wird durch den „langsamsten Prozeßschritt“ bestimmt, der in den bisherigen Untersuchungen eine exotherme Niedertemperaturreaktion darstellt. Unter Berücksichtigung der Entropiezunahmen, der chemischen Nichtgleichgewichte und der Wärmeverluste zeigen Abschätzungen, daß bei einer maximalen Temperatur von 1000°C der Wirkungsgrad, bezogen auf den unteren Heizwert, zwischen 40 und 60 % liegt. Dieser Wert liegt im Vergleich zur Wasserelektrolyse sehr hoch, wenn man bedenkt, daß die dort eingesetzte Elektrizität mit einem Wirkungsgrad von ca. 35 % erzeugt wird und damit der dortige Gesamtwirkungsgrad bei ~ 25 % liegt.

Eine parametrische Darstellung der Wasserstoffgestehungskosten in Abhängigkeit der Brennstoffkreislaufkosten zeigt den weiten Kostenspielraum der thermischen Wasserspaltung im Vergleich zur Wasserelektrolyse. Während die Gesamtkosten der Wasserelektrolyse zu 80 % aus Energiekosten bestehen, stehen bei der thermo-

lytischen Wasserspaltung, nach Abzug der nuklearen Wärmekosten, noch 55 DM/Gcal (= 3,05 Mrd DM Investitionen) erzeugten Wasserstoffs zur Verfügung, die in Form von Wärmeauskopplung und Verfahrenstechnik investiert werden können, ehe Kostengleichheit mit der Wasserelektrolyse eintritt.

Neben der reinen Art thermolytischer Kreisprozesse gibt es in Ansätzen auch thermochemisch-elektrolytische Kreisprozesse, bei denen einzelne Verfahrensschritte mittels Elektrolyse durchgeführt werden.

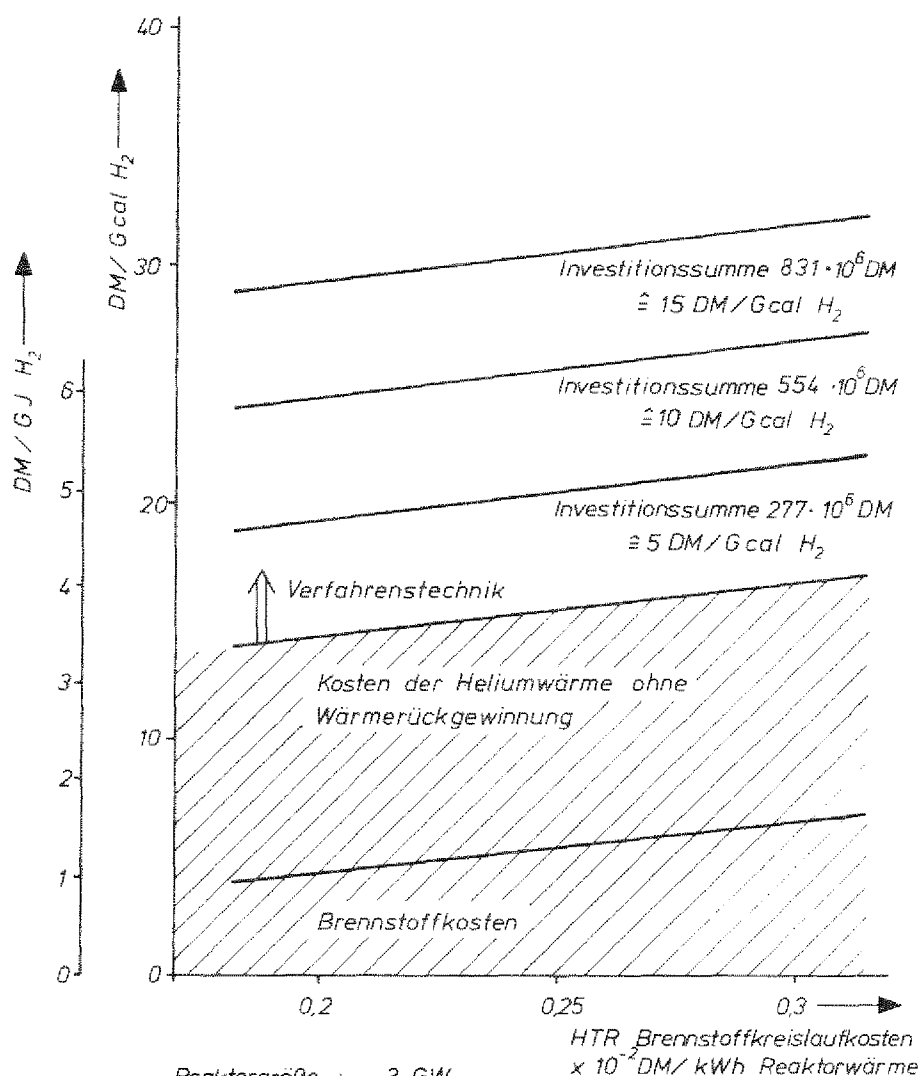


Abb. 4.2/5:
Kostenabschätzung der thermolytischen Wasserspaltung

Reaktorgröße : 3 GW_{th}
Kapitaldienst : 15 %/a
Nutzungsdauer: 7000 h/a
Prozeßgesamtwirkungsgrad: 50 %

4.3. Transport- und Nutzungseigenschaften von Wasserstoff

Aus den bisherigen Erfahrungen, die durch das seit 30–40 Jahren im Ruhrgebiet existierende Wasserstoffnetz der Chemischen Werke Hüls gegeben sind, weiß man, daß zur Wasserstoffverteilung die übliche Gasverteilungstechnik ausreicht.

Aufgrund der physikalischen Eigenschaften von Wasserstoff läßt sich bei gleicher Druckstufung ungefähr das gleiche Wärmeäquivalent im Vergleich zu Naturgas übertragen.

Die kostenmäßigen Vorteile gegenüber einem Stromferntransport machen die Wasserstoffherzeugungsaggregate standortunabhängiger (Abb. 4.3/2).

Die energetische Nutzung von Wasserstoff zu Heizzwecken ist nur dann interessant, wenn Wasserstoff als Brenngas sicherheitstechnisch zulässig erscheint. Die größten vom Wasserstoff ausgehenden Gefahren sind die hohe Flammgeschwindigkeit und bei Mischung mit Luft die weiten Entzündbarkeitsgrenzen zwischen 4 und 74 Vol. %. Bei der Mischung von Wasserstoff und Erdgas (Stadtgasmischung) würden die Entzündbarkeitsgrenzen zwischen ca. 6 bis 40 Vol. % liegen. Bei Erdgas liegen die Entzündbarkeitsgrenzen in Luft zwischen 7 und 17 Vol. %. Faßt man die verschiedenen Eigenschaften der Gase, die in ihrer Gesamtheit die Entzündbarkeitsgefahren bestimmen, zusammen, so zeigt sich, daß die Größe der Gefahr weitgehend von den äußeren Umständen beeinflusst wird, die an einer Schadstelle herrschen. Die Weite des Zündbereiches und der Dichteunterschied gegenüber der Luft wirken sich in entgegengesetzter Richtung aus (Dichteverhältnis (Luft = 1) : H_2 = 0,07; Erdgas = 0,7, Mischung von Erdgas und H_2 = 0,4).

Bei Undichtigkeiten in Rohrleitungen steigt Wasserstoff wegen seines großen Auftriebs nach oben und vermischt sich dabei wegen seiner hohen Diffusionsgeschwindigkeit sehr schnell mit Luft. Andererseits

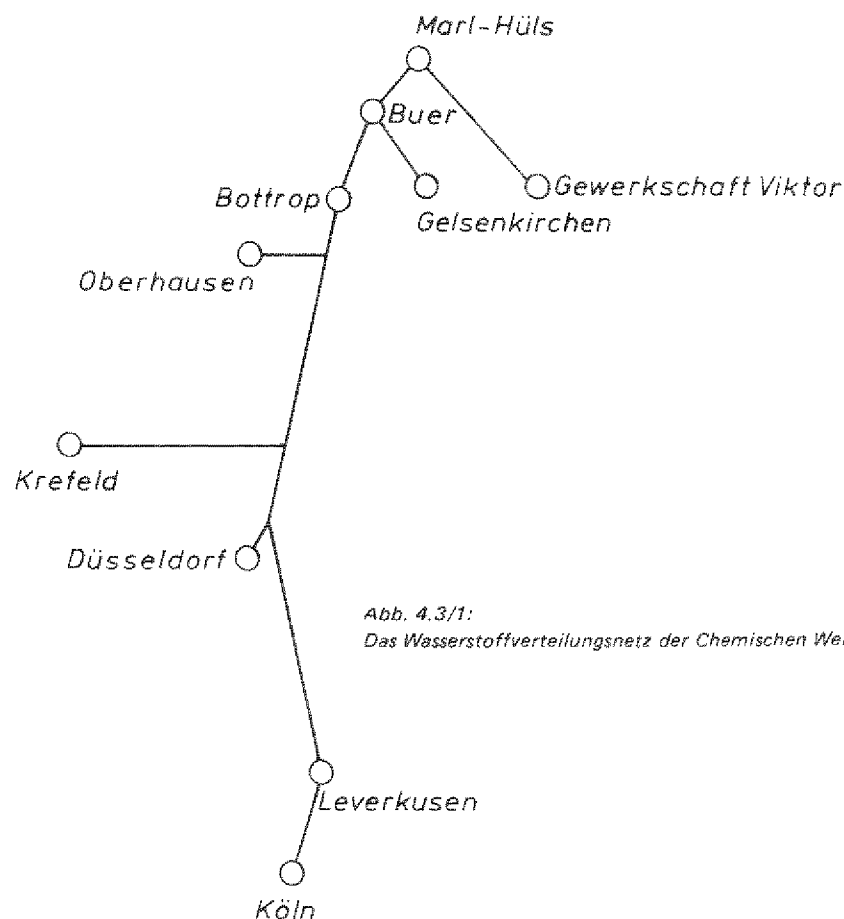


Abb. 4.3/1:
Das Wasserstoffverteilungsnetz der Chemischen Werke Hüls

verdünnt er sich auch rasch auf ungefährliche Konzentrationen. Das Erdgas verharrt länger in Bodennähe, mischt sich aber langsamer mit der Luft und verdünnt sich auch erst in längeren Zeitspannen auf unbedenkliche Konzentrationen. Eine Mischung aus Erdgas und Wasserstoff nimmt in ihrem Verhalten eine Mittelstellung ein.

Diese Beobachtungen werden bestätigt durch die größten und wohl umfangreichsten Experimente, die zur experimentellen Untersuchung der Handhabung von gasförmigem und flüssigem Wasserstoff zur Vorbereitung des Apollo-Programmes ausgeführt wurden. In einer Reihe von Versuchen wurden immer größere Flüssigwasserstoffmengen von 6–19000 l entleert und das Wasserstoff-Luftgemisch teils sofort, teils nach einigen Sekunden gezündet. Bei keinem dieser im Freien durchgeführten Versuche trat eine Explosion oder gar eine Detonation auf, auch dann nicht, wenn die Zündung nicht mit einem Funken, sondern mit einer Sprengkapsel erfolgte.

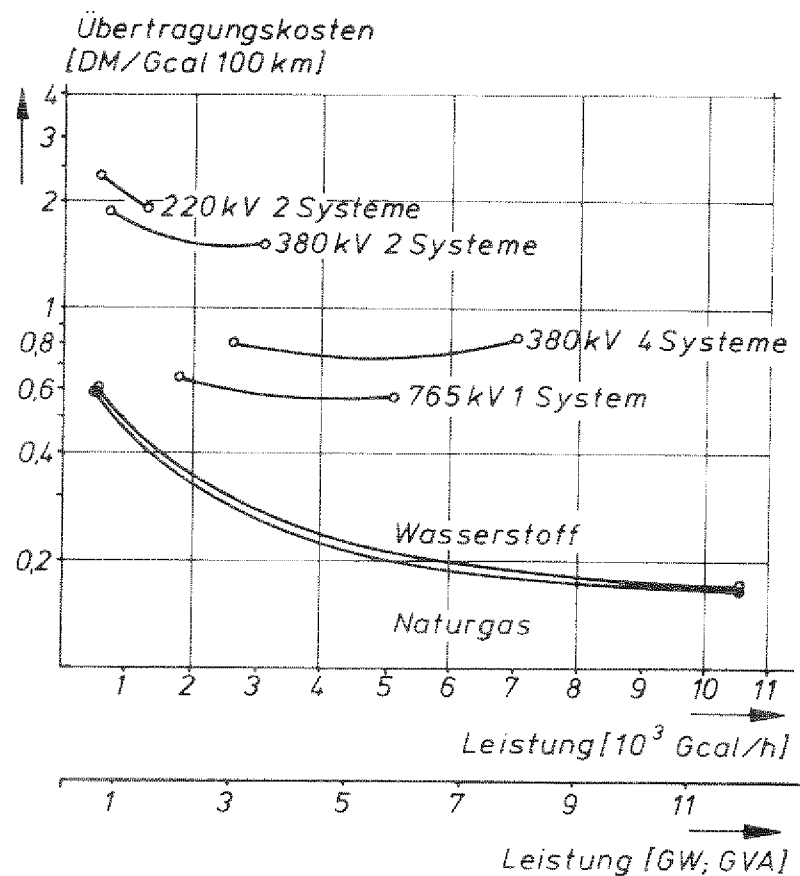


Abb. 4.3/2:
Vereinfachter Vergleich von Gas- und Stromübertragungskosten

Grundsätzlich läßt sich keinem der betrachteten Gase eine größere Gefährlichkeit bezüglich der Zerstörungswirkung bei Explosionen von Gas-Luft-Gemischen beimessen als den anderen. Zusammenfassend läßt sich feststellen, daß der Leitungstransport von Wasserstoff nicht gefährlicher ist als der von Erdgas oder Kokereigas.

Das Entzündungsverhalten von Wasserstoff und seine hohe Flammengeschwindigkeit werden es sicherlich nicht erlauben, ihn in bewohnten Räumen in Einzelraumfeuerungen zu verwenden. Jedoch bei zentralen Hausheizungen läßt sich ein Feuerungsraum so belüften, daß der Bereich der Entflammareigengrenzen nicht überschritten wird. Versuche haben gezeigt, daß herkömmliche Vormischbrenner mit geringfügigen Veränderungen für den Einsatz von Wasserstoff geeignet sind.

Eine Interpretation der Untersuchungsergebnisse des TÜV Rheinland und der Firma Messerschmidt-Bölkow-Blohm sowie die Auswertung amerikanischer Untersuchungen lassen den Schluß zu, daß Wasserstoff energetisch bei vertretbarem Risiko nutzbar ist.

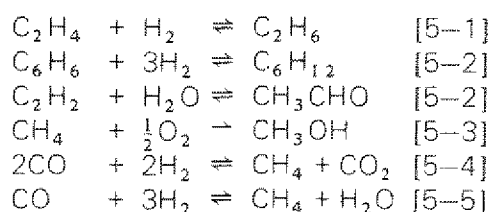
Wasserstoff als Treibstoff dürfte nur für Sonderfälle von Interesse sein. Diesbezügliche Untersuchungen wurden insbesondere auch für den Großflugzeugantrieb gemacht. Boeing berechnete, daß beim Einsatz von Wasserstoff in dem Jumbo Jet 747 das Startgewicht um 24 % gesenkt (775.000 US lbs auf 590.000 US lbs) bzw. alternativ die Reichweite um etwa 50 % erhöht werden könnte.

5. Nukleare Fernenergie

Die nukleare Energie ist bisher nur in der Form von Strom verteilbar. Überlegungen bestehen, durch eine Abwärmenutzung bei Kernkraftwerken Kernenergie in Form von Wärme zu verteilen. Hierbei sind aber räumliche Grenzen vorhanden. Bindet man die nukleare Energie in einen chemischen Kreisprozeß von Gasen oder Flüssigkeiten ein, so kann man nukleare Energie „kalt“ verteilen.

5.1. Bedarfsprognose

Von den bei den ersten Diskussionen über geschlossene Transportsysteme genannten Zyklen wie:



hat sich nur auf den letztgenannten Zyklus stärkeres Augenmerk gerichtet. Er ist in vielen Einzelteilen in der konventionellen Technik erprobt. Er ist, wie alle Vorschläge, bei Ankopplung an einen Kernreaktor von fossilen Rohstoffen unabhängig. Die Nukleare Fernenergie kann in erster Näherung mit ihrem Einsatzpotential im Bereich der Niedertemperaturwärme der Fernwärme gleichgesetzt werden. Sie liefert Heizwasser zur Versorgung eines Fernwärmenetzes in den interessierenden Temperaturbereichen. Versorgungstechnisch hat sie jedoch den großen Vorteil des primärseitigen Gastransportes bei Umgebungstemperatur. Somit kann, wegen der geringeren Transportkosten gegenüber Heizwassersystemen, auch in Versorgungsgebiete vorgedrungen werden, die für die großräumige Fernwärmeversorgung nicht ausreichende Flächenbelastungen aufweisen.

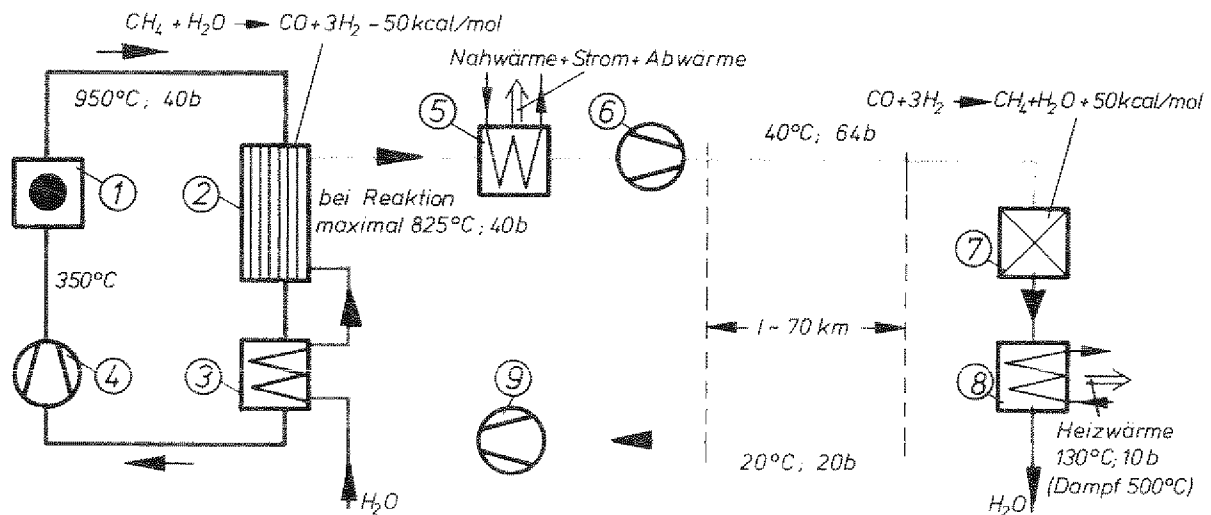
Ein weiterer Vorteil der Nuklearen Fernenergie ist die in der Wärmeauskopplung zur Verfügung stehende Temperatur bis 600°C. Dies bedeutet, daß der Industrieverbrauch an Prozeßwärme bis zu einer Temperatur von 500°C gedeckt werden kann, was gegenwärtig etwa 30 Mio t SKE ($0,88 \cdot 10^{18}$ J) ausmacht. Die hohe Temperatur der Wärmeauskopplung macht noch einen weiteren Anwendungsbereich der Nuklearen Fernenergie möglich, die ortsnahe Stromerzeugung. Hierbei können in geeigneter Weise in der Nähe des Verbrauchers Strom und Wärme erzeugt werden, die auch zur Spitzendeckung eingesetzt werden können.

Somit ergibt sich als Mindestwert für das Bedarfspotential unter den gegenwärtigen Kostengesichtspunkten im Temperaturbereich bis 200°C der Betrag von 60 Mio t SKE im Jahr 2000, wie in Kap. 6.1 näher dargelegt wird. Nimmt man dazu noch den Prozeßwärmeverbrauch der Industrie bis 500°C von ca. 35 Mio t SKE im Jahr 2000 hinzu, so ergibt sich ohne die Ausnutzung der ortsnahen Stromerzeugung und des erweiterten Potentials im Bereich der Raumheizung unter heutigen Kostenbetrachtungen ein Mindestpotential von 95 Mio t SKE.

Durch den kostengünstigen Gastransport kann dieses Potential sicher noch im Niedertemperaturbereich über das Einsatzgebiet der Fernwärme hinaus erweitert werden.

5.2. Struktur und Kosten der Erzeugung von Nuklearer Fernenergie

Das prinzipielle Fließschema eines solchen Kreislaufsystems mit Methan und Synthesegas, genannt Nukleare Fernenergie, ist in Abb. 5.2/1 gezeigt [5–6]. Die für die Methanspaltung notwendige Wärme bei 825°C wird durch einen Hochtemperaturreaktor bereitgestellt. Der Hochtemperaturreaktor arbeitet bei einer Kühlgasaustrittstemperatur von 950°C, um gute Wärmeübergangsbedingungen zum Prozeß hin zu schaffen. Die Anlage besteht aus der Energieeinkopplung am Standort des Reaktors und der Energieauskopplung in Nähe des Verbrauchers.



- | | | |
|--------------------|--|------------------------------|
| ① Kernreaktor | ④ Gebläse | ⑦ Methanisierung |
| ② Röhren spaltöfen | ⑤ Abwärmenutzung | ⑧ Wärmeaustauscher |
| ③ Vorwärmer | ⑥ H_2, CO - Kompressor | ⑨ CH_4 - Kompressor |

Abb. 5.2/1: Fließschema Nukleare Fernenergie

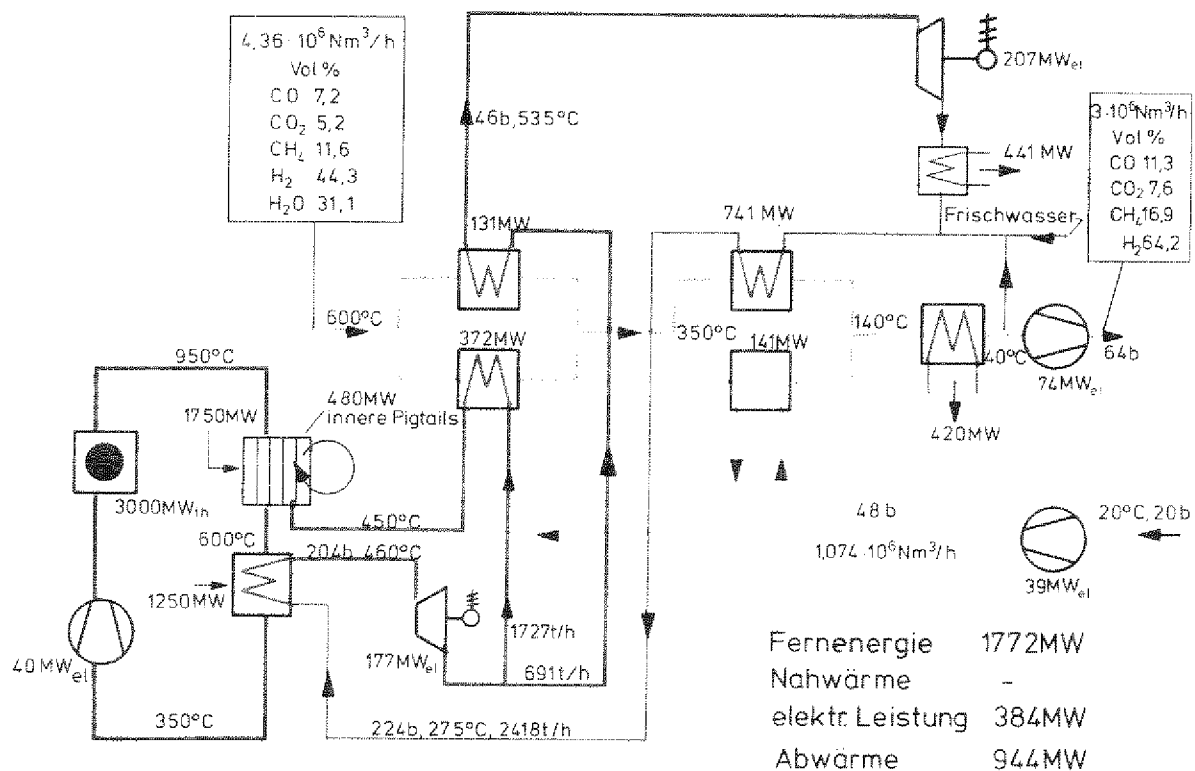


Abb. 5.2/2: Fließschema, Wärmeeinkopplung bei Nuklearer Fernenergie ohne Nahwärmeabgabe

Für die Energieeinkopplung sind je nach Struktur des umliegenden Verbrauchergebietes verschiedene Schaltungsarten denkbar. Dies betrifft sowohl das Produktspektrum als auch die interne Wärmenutzung bei der Vorwärmung der Produktströme. In den Abb. 5.2/2 und 5.2/3 sind zwei Anlagen ausgeführt, die entweder nur Nukleare Fernenergie und Strom oder Nukleare Fernenergie, Strom und Nahwärme für nahegelegene Verbraucher erzeugen. Von der energetischen Nutzung ist die letztere Anlage zu bevorzugen, jedoch wird bei der Einführung von „Nuklear Parks“ die erste Schaltung zwingend. Der Anteil der Reaktorleistung, der in Fernenergie umgewandelt werden kann, liegt zwischen 60 und 75 %, abhängig von der Temperaturaufteilung im Heliumkreislauf.

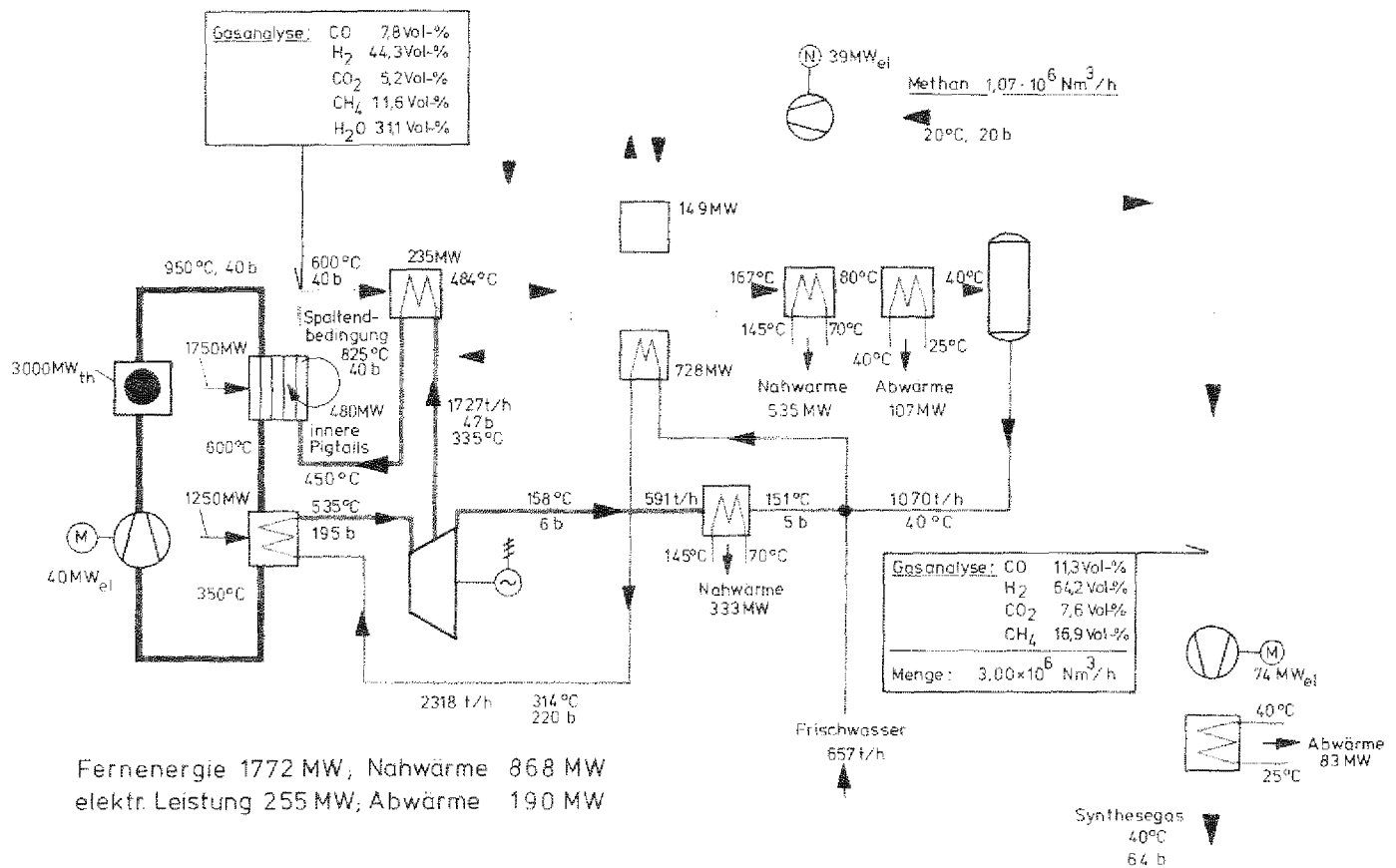


Abb. 5.2/3: Fließschema, Wärmeinkopplung bei Nuklearer Fernenergie, mit Nahwärmeabgabe

5.3. Struktur und Kosten des Transports und der Verteilung

Der Transport des kalten Synthesegases ist der bekannten Technik des Stadtgastransportes gleichzusetzen und wird keine Probleme aufwerfen. Die Rohrleitungen werden die Größe heutiger Erdgasfernleitungen (1000 bzw. 1200 mm Durchmesser) haben und in der Lage sein, das erzeugte Synthesegas einer Anlage (Leistung von 1520 Gcal/h) zu transportieren. Der Betriebszustand des Gases unterscheidet sich dabei nicht von dem des Erdgases in Ferngastransportleitungen.

In der ersten Auslegung ist vorgesehen, das zur Reaktion benötigte Wasser ständig zuzuführen. Sollten die Standortgegebenheiten eine solche Fahrweise nicht zulassen, kann das Wasser auch in einer separaten Rohrleitung zum Reaktorstandort zurückgeführt werden. Die Mehrbelastung wird sich unter 1,— DM/Gcal halten.

Das für die Kostenberechnung zugrundegelegte Modell ist in Abb. 5.3/1 dargestellt. Der Reaktor ist vom Ballungsgebiet (Verbraucher) ca. 70 km entfernt. Die Rohrleitungen werden wie Erdgasleitungen nebeneinander verlegt (Hinleitung für Synthesegas NW 1200, Rückleitung für Methan NW 1000 und evtl. Rückleitung für Wasser NW 300). Im Ballungsgebiet gehen von den Hauptleitungen Verteilerleitungen zu den Methanisierungsstationen ab. Die mittlere Länge dieser Leitungen beträgt 3 km.

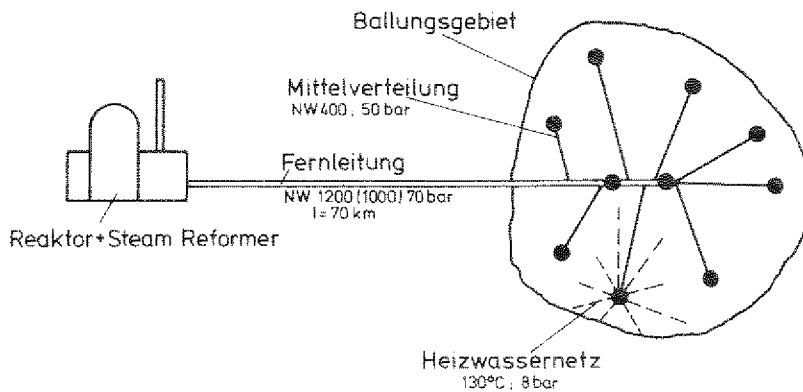


Abb. 5.3/1:
Transportmodell Nukleare Fernenergie

5.4. Anwendungen der Nuklearen Fernenergie und Kosten der Heizwärme beim Abnehmer

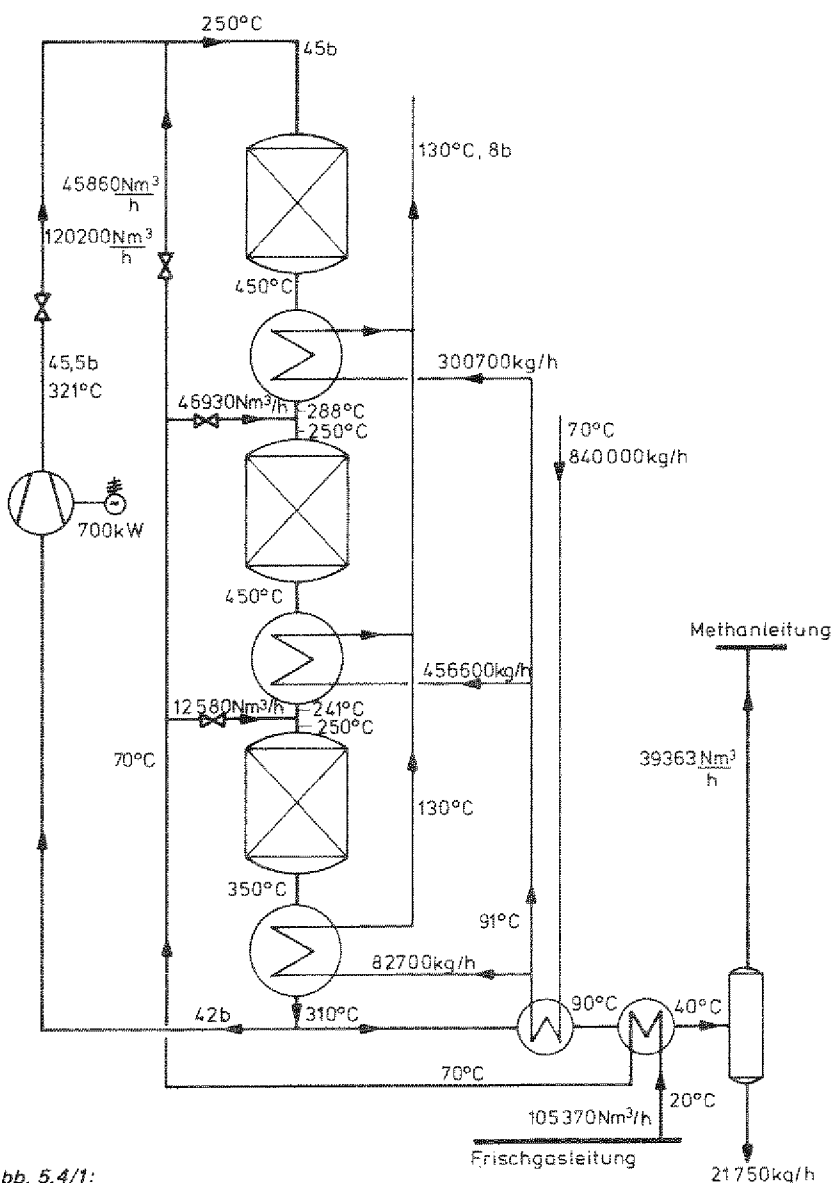
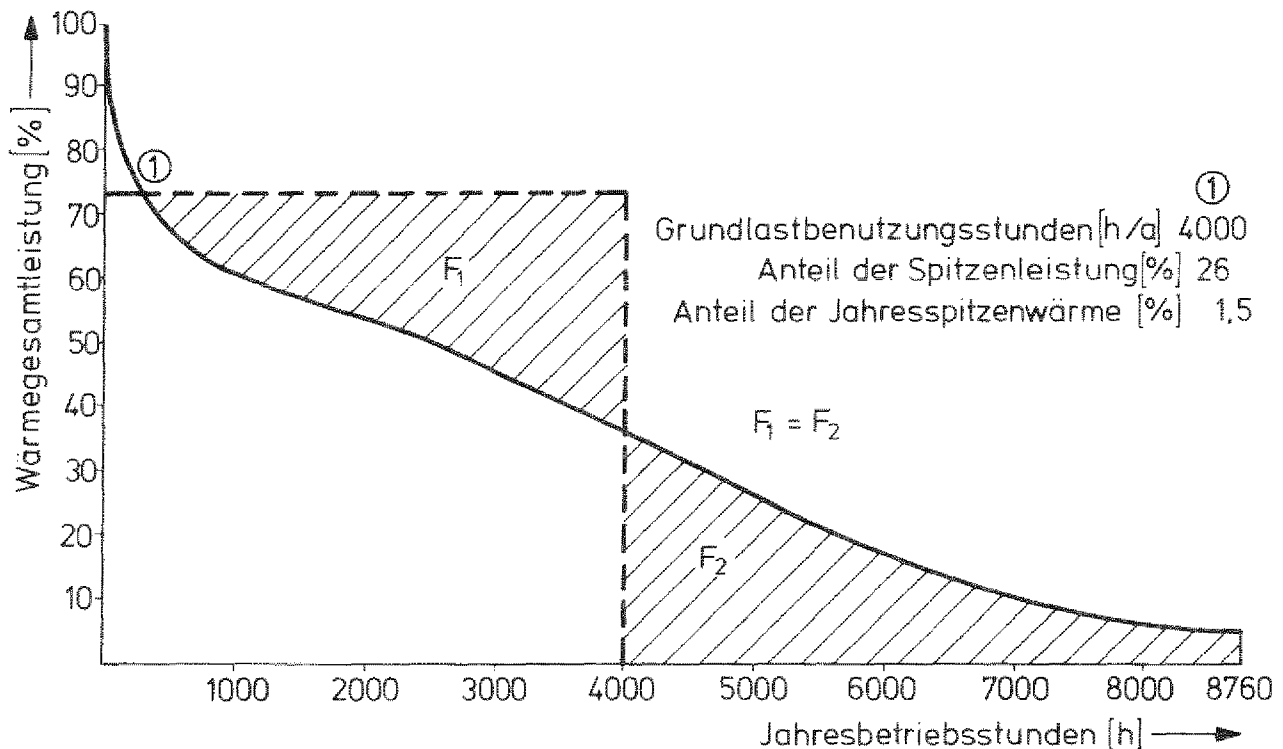


Abb. 5.4/1:
Fließschema Methanisierung

Schon mit der heutigen Technik der Methanisierung, die in konventionellen Kohlevergasungsanlagen erprobt ist, lassen sich Temperaturen von 450°C erreichen. Diese Temperatur ist bei weitem ausreichend, um Heizwasser für eine Fernwärmeversorgung erzeugen zu können, wie in Abb. 5.4/1 dargelegt ist.

Bei dieser Auslegung kann eine ähnliche Fahrweise der Anlage angenommen werden, wie sie heute in Fernwärmenetzen üblich ist. Das heißt, daß ca. 74 % der erforderlichen Leistung über die Nukleare Fernenergie bereitgestellt werden, während die restlichen 26 % über örtliche Spitzenheizwerke beigesteuert werden. Die Anteile der beiden Systeme an der Jahresgesamtwärme betragen 98,5 bzw. 1,5 % (s.a. Abb. 5.4/2). Dies führt zu einer mittleren Jahresbetriebszeit der Reaktoranlage von 4000 h, während die fossilen Spitzenheizwerke nur eine Jahresbetriebszeit von ca. 200 h haben.

Abb. 5.4/2: Grund- und Spitzenlastanteile an der Gesamterzeugung in einem Fernwärmenetz



Führt man auf dieser Basis für die beiden Auslegungsvarianten (Abb. 5.2/2 und 5.2/3) eine Kostenberechnung durch, so erhält man für die Kosten der Heizwärme beim Abnehmer die in Abb. 5.4/3 in Abhängigkeit von der Ferntransportentfernung dargestellten Werte. Hierbei sind folgende Randbedingungen zugrunde gelegt:

Variante I (Abb. 5.2/2)

- ④ Reaktorbetrieb 4000 h/a; Gutschrift für Reaktorstrom 4,5 Dpf/kWh
- ③ Reaktorbetrieb 4000 h/a; Gutschriften für Reaktorstrom 4,5 Dpf/kWh und für ortsnahen Strom 6 Dpf/kWh
- ② Reaktorbetrieb 6000 h/a; Wärmeabgabe während 4000 h/a; Gutschriften für Reaktorstrom 3,5 Dpf/kWh und für ortsnahen Strom 5 Dpf/kWh

Variante II (Abb. 5.2/3)

- ⑭ Reaktorbetrieb 4000 h/a; Gutschriften für Reaktorstrom 4,5 Dpf/kWh und für Nahwärme 10 DM/Gcal
- ⑬ Reaktorbetrieb 4000 h/a; Gutschriften für Reaktorstrom 4,5 Dpf/kWh, für ortsnahen Strom 6 Dpf/kWh und für Nahwärme 10 DM/Gcal
- ⑮ Reaktorbetrieb 6000 h/a, Wärmeabgabe während 4000 h/a; Gutschriften für Reaktorstrom 3,5 Dpf/kWh und für Nahwärme 10 DM/Gcal

Aus den im Band 5 der Studie dargelegten Berechnungen ergeben sich Reaktorwärmekosten von 12,— DM/Gcal bei 4000 h/a Auslastung bzw. 9,— DM/Gcal bei 6000 h/a Auslastung.

Die Reaktorwärmekosten von 9,— DM/Gcal bei einer jährlichen Betriebszeit von 6000 h deuten schon an, daß bei einer solch kapitalintensiven Energieerzeugung höhere Auslastungszeiten angestrebt werden sollten. Bei der Nuklearen Fernenergie ist mit der Bereitstellungsmöglichkeit von Wärme bis 500°C auch die Versorgung vieler Industriebetriebe mit Prozeßwärme möglich. Dadurch werden höhere Auslastungen erreicht und vielen kleineren Betrieben wird die Möglichkeit gegeben, rohstoffunabhängig Prozeßwärme zu erhalten. Naturgemäß erhöht sich durch den Übergang zu höheren Auslastungszeiten auch der Leistungsanteil der fossilen Spitzenwerke. Dabei kann aber auch mehr und mehr die Reserveleistung von diesen Anlagen übernommen werden.

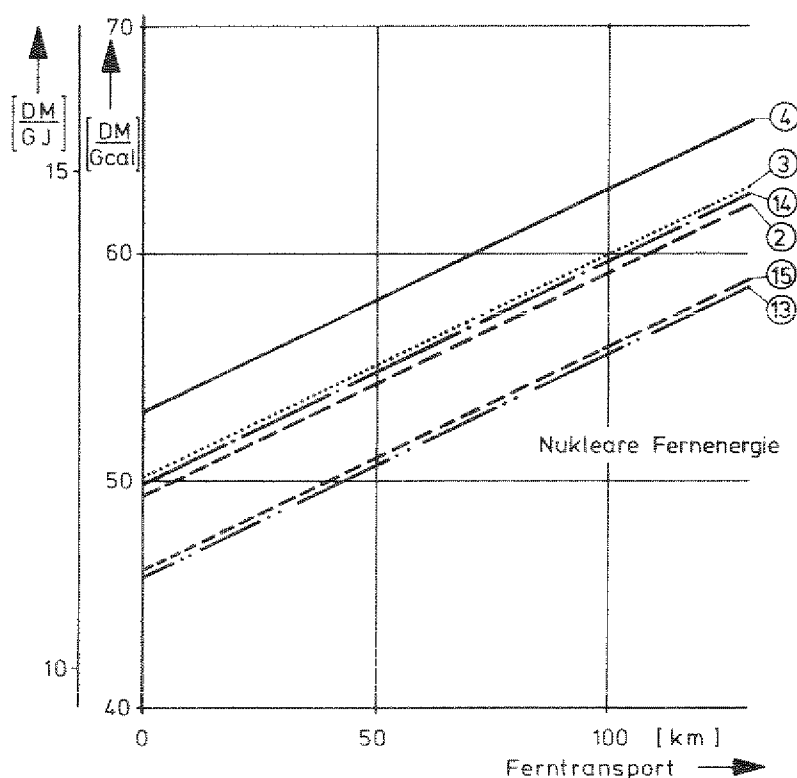


Abb. 5.4/3:
Kosten der Heizwärme aus
Nuklearer Fernenergie
beim Abnehmer

Die Endkosten für den Abnehmer basieren auf der Annahme, daß für die Spitzenwärme ein Zuschlag von 2,— DM/Gcal und für die Unterverteilung in Form von Heizwasser eine Pauschale von 18,— DM/Gcal anzusetzen sind. Die Gesamtkosten sind nur sehr gering von der zu überbrückenden Transportentfernung abhängig (ca. 0,10 DM/Gcal · km).

Die in den Berechnungsbeispielen ③, ②, ⑬ und ⑮ dargelegte ortsnahe Stromerzeugung ist eine Möglichkeit, die Wärmeabgabekosten zu erniedrigen. Hierbei wird in Gegendruck- oder Entnahme-Kondensationsmaschinen in den belastungsstarken Heizmonaten im Verbraucherschwerpunkt abwärme- und emissionsfrei Strom erzeugt. Der Strom kann direkt in die 110 kV-Verteilung der Stadt eingespeist werden.

Die Darbietung von Prozeßwärme eröffnet weitere Möglichkeiten zur Erreichung höherer Auslastungen der Nuklearen Fernenergie. Da die Wärmeerzeugungskosten zu ca. 80 % kapitalabhängig sind, erniedrigen sie sich auf unter 60 % bei einer Auslastung auf 8000 h/a im Abgabepreis ab Methanisierung. Damit sind solche Anlagen auch gegenüber Industriekesseln kostenmäßig im Vorteil.

5.5. Standortbetrachtungen

Bei allen leitungsgebundenen Energieträgern ist man bestrebt, mit der Energieerzeugung nahe an den Verbraucher heranzurücken. Die Transportkosten sind jedoch unterschiedlich hoch bei den transportierten Medien und beschränken vielfach ihren Einsatzbereich. Die Nukleare Fernenergie, die wie oben gezeigt, sehr geringe Transportkosten aufweist, ist nicht abhängig von einem verbrauchernahen Standort. Sie kann also auch weit voneinander liegende Verbrauchszentren miteinander verbinden und bietet sich daher für einen Einsatz in „Nuklear Parks“ an.

Bei der geplanten Ausweitung der Kapazität von Kernenergieanlagen kann es gegen Ende dieses Jahrhunderts aus Sicherheits- und Umweltschutzgründen notwendig sein, solche „Nuklear Parks“ zu bauen. Ähnlich dem Erdgasverbundnetz könnte dann ein Verbundnetz „Nukleare Fernenergie“ die Bundesrepublik Deutschland überziehen (Abb. 5.5/1). An dieses Verbundnetz, in dem Gase transportiert werden, die wertvolle Rohstoffe für die Chemie sind, können auch Rohstoffverbraucher angeschlossen

werden, die die Auslastungszeiten erheblich erhöhen. Andererseits kann man die vorhandenen Erdgasleitungen auch für den Rücktransport des Methans benutzen und somit ein teiloffenes System schaffen, das sehr flexibel in bezug auf Entnahmen ist und hohe Auslastungszeiten erreicht.

Aus Umweltgesichtspunkten ist die Einführung der Nuklearen Fernenergie sehr zu befürworten, da die entstehenden Abwärmemengen wegen des hohen Wirkungsgrades dieser Anlagen sehr gering sind, keine staub- oder gasförmigen Schadstoffe entstehen und der verwendete Hochtemperaturreaktor sehr sicher ist und in den radioaktiven Abgabemengen weit unter den zulässigen Werten liegt.

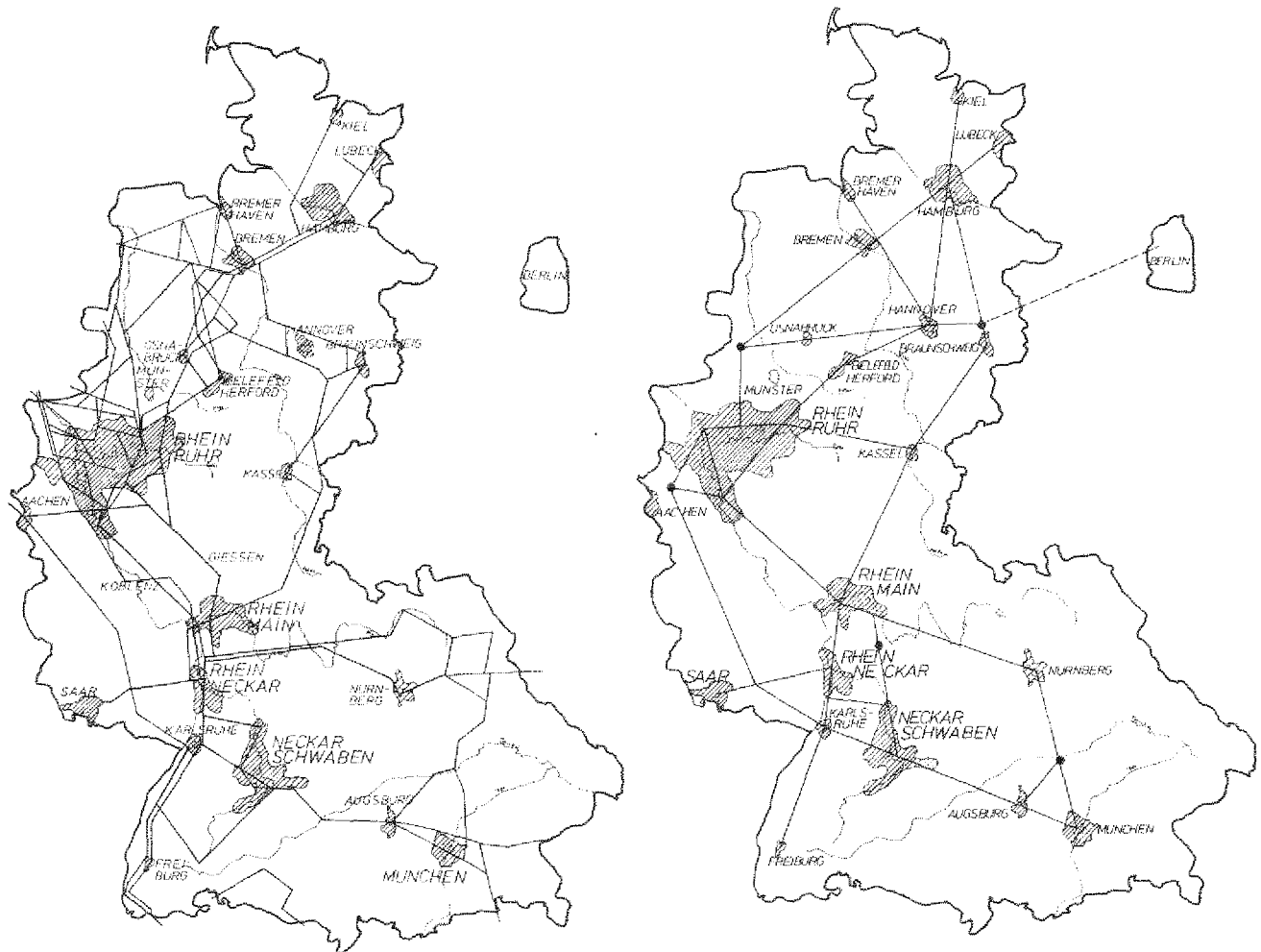


Abb. 5.5/1: Verbundnetz „Erdgas“ und Verbundnetzvorschlag „Nukleare Fernenergie“ für die Bundesrepublik Deutschland mit Erzeugungszentren *

5.6. Entwicklungsanforderungen und Abschätzung der Entwicklungszeiten

Der Hochtemperaturreaktor befindet sich zwar zur Zeit noch in der Prototypphase, jedoch wird seine Entwicklung auf dem Stromerzeugungssektor forciert vorangetrieben. Mit der Verfügbarkeit eines Reaktors von 3000 MW thermischer Leistung und Kühlgasaustrittstemperaturen von 950°C kann spätestens 1985 gerechnet werden. Die Ankopplung der Methanspaltung (Steam Reforming) an Heliumkreisläufe wird derzeit schon mit der Einzelspaltrohr-Versuchs-Anlage (EVA) in der KFA-Jülich demonstriert. Weitere Schritte bis zur großtechnischen Verwirklichung sind in der Planung.

Die schon bekannte Technik der Methanisierung sollte zu höheren Temperaturen hin entwickelt werden. Entsprechende Versuchsprogramme werden derzeit von der KFA-Jülich mit den Rheinischen Braunkohlenwerken entworfen. Von der Entwicklungszeit her dürften sowohl die Methanspaltung als auch die Methanisierung keine Probleme bei der Einführung der Nuklearen Fernenergie aufwerfen. Die Technik des Transportes und der Speicherung kann von der Stadtgastechnik übernommen werden. Der Transport von Gas bei Umgebungstemperatur ermöglicht außerdem die Ausnutzung der Speicherkapazität der Rohrleitungen und von Speicheranordnungen bis zu Jahresspeichern in Form von Kavernen.

5.7. Substitutionspotential und Zeitpunkt der Markteinführung

Eine Anlage der Nuklearen Fernenergie mit einer Reaktorleistung von 3000 MW kann im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher die Menge von $\sim 1 \text{ Mio t Öl}$ ersetzen, was etwa 1,5 % der heute in diesem Sektor eingesetzten Ölmenge entspricht. Eine Verringerung des Mineralölverbrauches in diesem Sektor wird zuerst eine Entlastung der Energieversorgungssituation erbringen, da heute von diesem Sektor für Raumheizungszwecke ca. 34 % des Endenergieverbrauches der Bundesrepublik Deutschland benötigt werden. Zu diesem Anwendungsbereich kommt noch der Raumheizungs- und Prozeßwärmebedarf der Industrie und in geringerem Umfang die ortsnahe Stromerzeugung, wie in Kap. 5.1. dargelegt. Da sich die Nukleare Fernenergie hier in direkter Konkurrenz zur Fernwärme und zu fossilen Energieträgern befindet, ist eine Aussage über den bis zum Jahr 2000 erreichbaren Anteil an der Endenergieversorgung sehr schwierig. Als Minimum kann aber der in Abb. 1.2/3 dargelegte Betrag von 12 Mio t SKE bei der Endenergiebedarfsdeckung angenommen werden.

Nach den zur Zeit von verschiedenen Seiten in Angriff genommenen Arbeiten zur „Nuklearen Prozeßwärme“ und zur Nuklearen Fernenergie wird mit der Inbetriebnahme der ersten Anlage zur Nuklearen Fernenergie etwa Anfang der 80er Jahre zu rechnen sein. Der weitere Ausbau dürfte sich dann sehr rasch anschließen.

6. Fernwärme

Fernwärmeversorgung ist ein seit vielen Jahrzehnten eingeführtes Verfahren, das jedoch erst in den letzten 30 Jahren eine breitere Anwendung erfahren hat.

Dennoch muß aus der Sicht der heutigen Energiesituation der in der Bundesrepublik Deutschland erreichte Stand mit einem Anteil von nur ca. 6 % am gesamten Wärmebedarf für Raumheizung und Warmwasserbereitung als bescheiden bezeichnet werden.

Eine der Vorbedingungen zur Lösung der drei anstehenden Hauptprobleme der derzeitigen Energiesituation,

- Dämpfung des Energieverbrauchsanstiegs
- Substitution des Öls durch Kernenergie oder Kohle
- Verbesserung der Umweltbedingungen,

ist daher der gezielte Ausbau der Fernwärmeversorgung auf ein Vielfaches des heutigen Bestandes.

Die Zukunftsmöglichkeiten eines weitgehenden Ausbaues der Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken, insbesondere aus Kernkraftwerken, wurden in der Studie von vier Gesichtspunkten aus untersucht:

1. Ermittlung des heutigen und künftigen Fernwärmepotentials für Raumheizung, Warmwasserbereitung und Prozeßwärme bis 200°C, Prognose bis zum Jahr 2000
2. Kostenermittlung derzeitiger Raum- und Prozeßwärmesysteme auf der Basis fossiler Brennstoffe
3. Technik und Kosten für Erzeugung, Transport, Unterverteilung und Speicherung von Fernwärme
4. Darstellung der Anwendbarkeit der Fernwärme aus Kernkraftwerken an den Beispielen München und Düsseldorf.

6.1. Ermittlung des Fernwärmepotentials

Bei der Erstellung einer Prognose für den Wärmebedarf bis 200°C wird unterschieden zwischen

Raumheizwärme und
Prozeßwärme.

Unter Raumheizwärme werden die Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher (öffentliche Gebäude, Kaufhäuser, Kleingewerbe etc.) einschließlich der Warmwasserbereitung in diesen Bereichen zusammengefaßt. Der Temperaturbereich liegt maximal zwischen ca. 70°C und 110°C. Die Prozeßwärme umfaßt Industrieprozesse des Destillierens, Kochens, Verdampfens und der Herstellung und Verarbeitung von organischen Stoffen (einschließlich Kunststoffen) im Temperaturbereich zwischen 100 und 200°C.

Die Ermittlung des durch Fernwärme zu deckenden Raumheizungs-Potentials wurde anhand von Statistiken über den Wohnungsbestand und von Prognosen über den Wohnungszubau durchgeführt [6—1, 6—2, 6—3].

Als fernwärmewürdig können nur sammelbeheizte Wohnungen in Gebieten gelten, deren Wärmedichte einen wirtschaftlichen Grenzwert nicht unterschreitet. Dieser Grenzwert, der heute bei ca. 30 Gcal/km²h liegt, in Zukunft jedoch bei steigenden Brennstoffpreisen deutlich sinken kann, wird in Gebieten lockerer Bebauung, insbesondere ländlichen Gemeinden und vorwiegend mit Einfamilienhäusern bebauten Regionen, nicht erreicht.

Von Einfluß auf die potentiellen Fernwärme-Anschlußmöglichkeiten ist weiterhin die Unterscheidung zwischen Alt- und Neubauten, da sich bei Altbauten oftmals die kostspielige Nachinstallation einer

Sammelheizung nicht lohnen wird. Damit wurde die Frage der Fernwärmewürdigkeit nach folgenden Kriterien untersucht:

- Gemeindegrößen
- Ofenheizung — Sammelheizung
- Einfamilienhaus — Mehrfamilienhaus
- Altbau — Neubau (Grenzbaujahr 1948).

Die Analyse des Wohnungsbestandes und detaillierte Betrachtungen über Struktur und Entwicklung des Wohnungszubaus ergaben, daß insbesondere in Gemeinden unter 20.000 Einwohnern mehrere ungünstige Faktoren zusammentreffen (Abb. 6.1/1):

Neben der erwähnten geringen Wärmedichte ist hier ein hoher Anteil ofenbeheizter Wohnungen zu verzeichnen (1975: 60,6 %, 1985: 48,2 %). Da sich außerdem der gesamte Wohnungsbestand zu 74,8 % (1985: 71,6 %) aus für Fernwärme uninteressanten Wohnungen in Einfamilienhäusern zusammensetzt, kann der Wärmebedarf dieser Gemeindegrößenklasse (Anteil am gesamten Wohnungsbestand der Bundesrepublik 1975: 48 %) nicht als anschußfähiges Fernwärmepotential betrachtet werden.

Damit kann das Gesamtpotential für Fernwärme bei der Raumheizung in den Haushalten abgeschätzt werden:

Ein oberer Grenzwert umfaßt alle, ein unterer Grenzwert nur die nach 1948 zugebauten sammelbeheizten Wohnungen in Mehrfamilienhäusern und Gemeinden über 20.000 Einwohnern. Unter Berücksichtigung sinkenden spez. Heizwärmebedarfes in Neubauten (1985: 80 kcal/m²h) und einer steigenden Jahresbenutzungsdauer (1985: 1750 h/a) [6—4] ergibt sich ein potentieller Fernwärmebedarf für Raumheizung und Warmwasserbereitung von $62 \cdot 10^3$ Tcal/a (8,85 Mio t SKE) für 1985 und $82 \cdot 10^3$ Tcal/a (11,7 Mio t SKE) für das Jahr 2000. Dies entspricht einem Anteil von 14 % (1985) bzw. 18 % (2000) am gesamten Wärmebedarf der privaten Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland. Für die zukünftige Entwicklung des fernwärmewürdigen Potentials ist nicht nur der reine Zubau sammelbeheizter Wohnungen von Interesse, sondern in gleichem Maße auch die im Rahmen der Städte-sanierungsprogramme durchgeführten Renovierungen bisher überwiegend ofenbeheizter Altbauten, da gerade diese Wohnungen häufig in Gebieten größter Wärmedichte liegen (Altstadtkerne). Ebenso wird durch die erwarteten weiteren Preiserhöhungen für Fossilbrennstoffe in vielen Fällen ein zusätzlicher Anreiz und eine wirtschaftliche Grundlage gegeben sein, bisher ofenbeheizte Altbauten auf Sammelheizung umzustellen und an Fernwärmenetze anzuschließen. Unter diesen Aspekten könnte das fern-

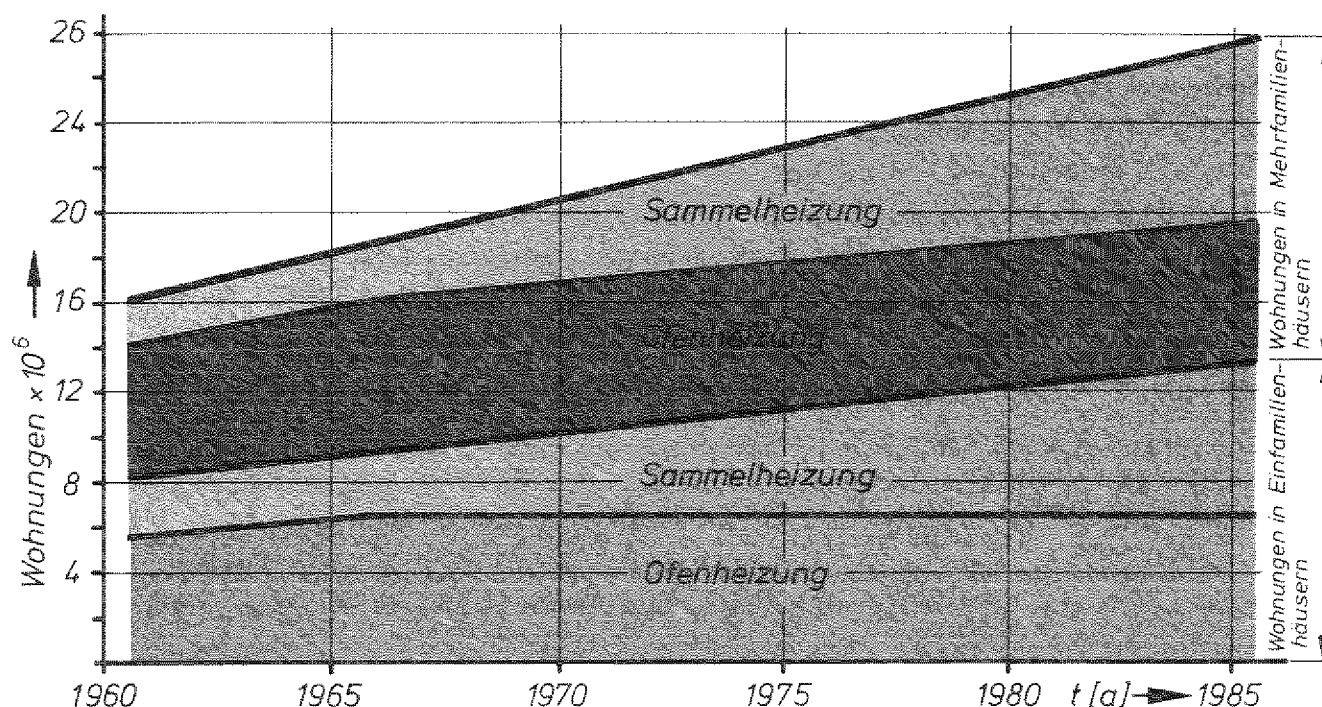


Abb. 6.1/1: Struktur des Wohnungsbestandes in der Bundesrepublik Deutschland

wärmewürdiges Potential bis zum Jahre 2000 von $82 \cdot 10^3$ Tcal/a auf max. $120 \cdot 10^3$ Tcal/a (17,1 Mio t SKE), entsprechend 26 % des gesamten Wärmebedarfes der Haushalte, ansteigen.

Im Sektor Kleinverbraucher wird der Teil öffentliche Gebäude (Definition: errichtet von Organisationen ohne Erwerbscharakter) detailliert untersucht. Aus der seit 1956 zugebauten Nutzfläche in den Gemeindegrößen unter und über 20.000 Einwohner wird unter Berücksichtigung des spez. Wärmebedarfs und der Benutzungsstundenzahl der Wärmeverbrauch errechnet. Es wurde angenommen, daß der spez. Wärmebedarf bis 1985 durch fortschrittliche Wärmedämmung auf $75 \text{ kcal/m}^2 \text{ h}$ absinkt.

Eine Trendextrapolation für den Nutzflächenzubau bis 1985 zeigt, daß die ab 1956 erstellten öffentlichen Gebäude 1985 maximal etwa $14 \cdot 10^3$ Tcal/a (2 Mio t SKE) aufnehmen können. Der übrige Teil des Sektors Kleinverbraucher wird über vorliegende Prognosen des Endenergieverbrauchs privater Haushalte und der Kleinverbraucher indirekt [6—5] ermittelt. Unter der Annahme, daß sich in Gemeinden über 20.000 Einwohner 50—75 % aller Kleinverbraucher an Fernwärme anschließen lassen, kann von 1970 bis 1985 mit einem Zuwachs des Fernwärmepotentials im Sektor Kleinverbrauch von maximal $117 \cdot 10^3$ Tcal/a (16,7 Mio t SKE) auf maximal $182 \cdot 10^3$ Tcal/a (26 Mio t SKE) gerechnet werden. Für das Jahr 2000 kann ein Potential von ca. $228 \cdot 10^3$ Tcal/a (32,5 Mio t SKE) erwartet werden. Das gesamte Fernwärmepotential in den Sektoren Haushalte und Kleinverbraucher steigt damit bis zum Jahre 1985 auf maximal $244 \cdot 10^3$ Tcal/a (35 Mio t SKE), entsprechend einem Anteil von 25,4 % ihres Wärmebedarfes, an.

Bis zum Jahre 2000 werden es rd. $310 \cdot 10^3$ Tcal/a (44,5 Mio t SKE) sein, und falls in den Gemeinden über 20.000 Einwohner alle offenbeheizten Wohnungen in Mehrfamilienhäusern mit Sammelheizungen ausgestattet werden, ergibt sich ein Grenzwert von $348 \cdot 10^3$ Tcal/a (50 Mio t SKE).

Bei der Prozeßwärme kann die Fernwärme in Niedertemperaturprozessen (ca. $100\text{--}200^\circ\text{C}$) folgender Industrien eingesetzt werden: Nahrungs- und Genußmittel, Zellstoff- und Papier, Textil- und Kunststoffverarbeitung. Diese Industrien werden ebenso wie die chemische Industrie nach Wärmebedarf pro Produkteinheit und nach Produktionsmenge im einzelnen untersucht [6—6, 6—7].

Eine gesonderte Betrachtung verlangt die Lage der chemischen Industrie mit einem Anteil an niedertemperaturiger Prozeßwärme von $39,8 \cdot 10^3$ Tcal/a (5,7 Mio t SKE) im Jahr 1985. Aus der Sicht der Anschlußwürdigkeit an kommunale Fernwärmesysteme kann diese Prozeßwärme wegen geforderter hoher Versorgungssicherheit, innerbetrieblicher Verflechtungen und hohem Eigenerzeugungs- bzw. Abwärmeverwertungsanteil kaum als künftiges Fernwärmepotential betrachtet werden. Vom Standpunkt der Öisubstitution durch Wärme aus Kernkraftwerken bieten sich jedoch gerade hier ideale Ansatzpunkte, da allein der Anteil der vier größten Chemiekonzerne 35 % des Gesamtenergiebedarfes der chemischen Industrie übersteigt und die Bedarfsdeckung durch eigene Kernkraftwerke (z.B. BASF) damit zumindest bei diesen Großverbrauchern (Gesamtenergiebedarf 1985: $87 \cdot 10^3$ Tcal/a, 12,4 Mio t SKE) in Frage kommt.

Von den übrigen ist besonders die Textilindustrie (Fernwärmepotential 1985: $18,5 \cdot 10^3$ Tcal/a, 2,65 Mio t SKE) interessant.

Trotz großer Schwierigkeiten wurde die Wärmebedarfsprognose durchgeführt (Unsicherheiten liegen vor allen Dingen in der Produktmengenprognose und in neuen Produktionsverfahren) und ergab einen Einsatzbereich für Fernwärme im Jahr 1985 von $53,3 \cdot 10^3$ Tcal/a (7,65 Mio t SKE), wobei jedoch der potentielle Anteil der Fernwärme am gesamten niedertemperaturigen Prozeßwärmebedarf von 52 % (1970) auf 39 % (1985) sinkt, da die im hier betrachteten Sinne nicht fernwärmeverSORgte chemische Industrie überproportional wächst. Damit kann die Entwicklung des Gesamtpotentials der Fernwärme für die verschiedenen Verbrauchergruppen bis zum Jahre 1985 skizziert werden (Abb. 6.1/2).

Es muß unterschieden werden zwischen grundsätzlich fernwärmewürdigem Abnehmerpotential und echtem Fernwärmebedarf, da in vielen Fällen eine mittelfristige Bindung an vorhandene Energieversorgungssysteme (Erdgasnetze, Zentralheizungssysteme) oder Lieferverträge gegeben ist. Es muß daher im Sinne langfristig sichergestellter Wärmeversorgung versucht werden, diese bestehenden Systeme allmählich durch Fernwärme zu ersetzen bzw. in dünner besiedelte und damit weniger fernwärmewürdige Randgebiete zu verdrängen.

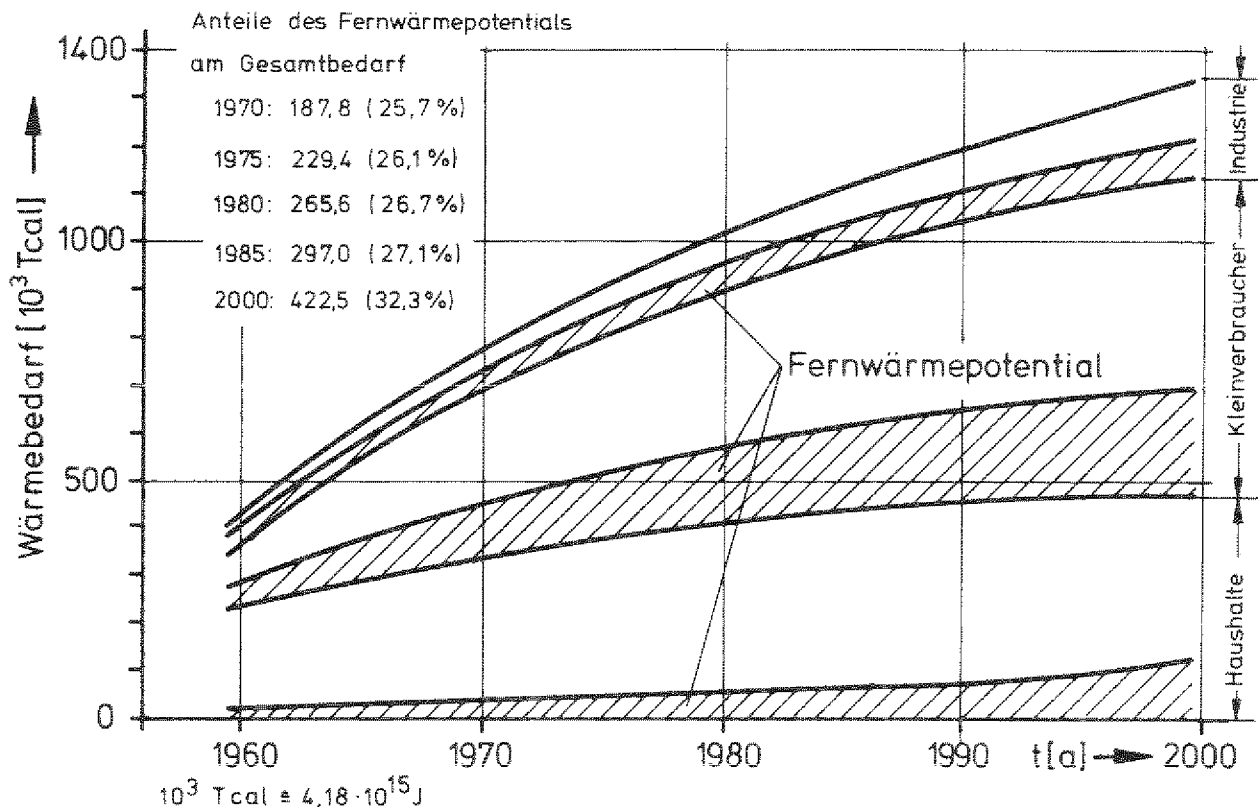


Abb. 6.1/2: Wärmebedarfsprognose und Fernwärmepotential für Raumheizung und Warmwasserbereitung im Sektor Haushalte und Kleinverbraucher und für Prozeßwärme unter 200°C in der Industrie (ohne Chemie)

Abhängig von der Verbraucherstruktur und den äußeren Bedingungen fällt dieser skizzierte Gesamt-wärmebedarf in starken jahres- und tageszeitlichen Schwankungen an, verursacht insbesondere durch den stark außentemperaturabhängigen Anteil der Raumheizung. Anteile für Prozeßwärme und Warmwasserbereitung am Gesamtbedarf stellen eine gewisse zeitlich konstante Grundlast und tragen damit zur Vergleichmäßigung der Jahreslastkurve und zur Erhöhung der Jahresvollast-Betriebsstundenzahl bei.

Eine Überlagerung all dieser Tendenzen gibt der geordneten Jahresdauerlinie ihre Charakteristik (Abb. 6.1/3).

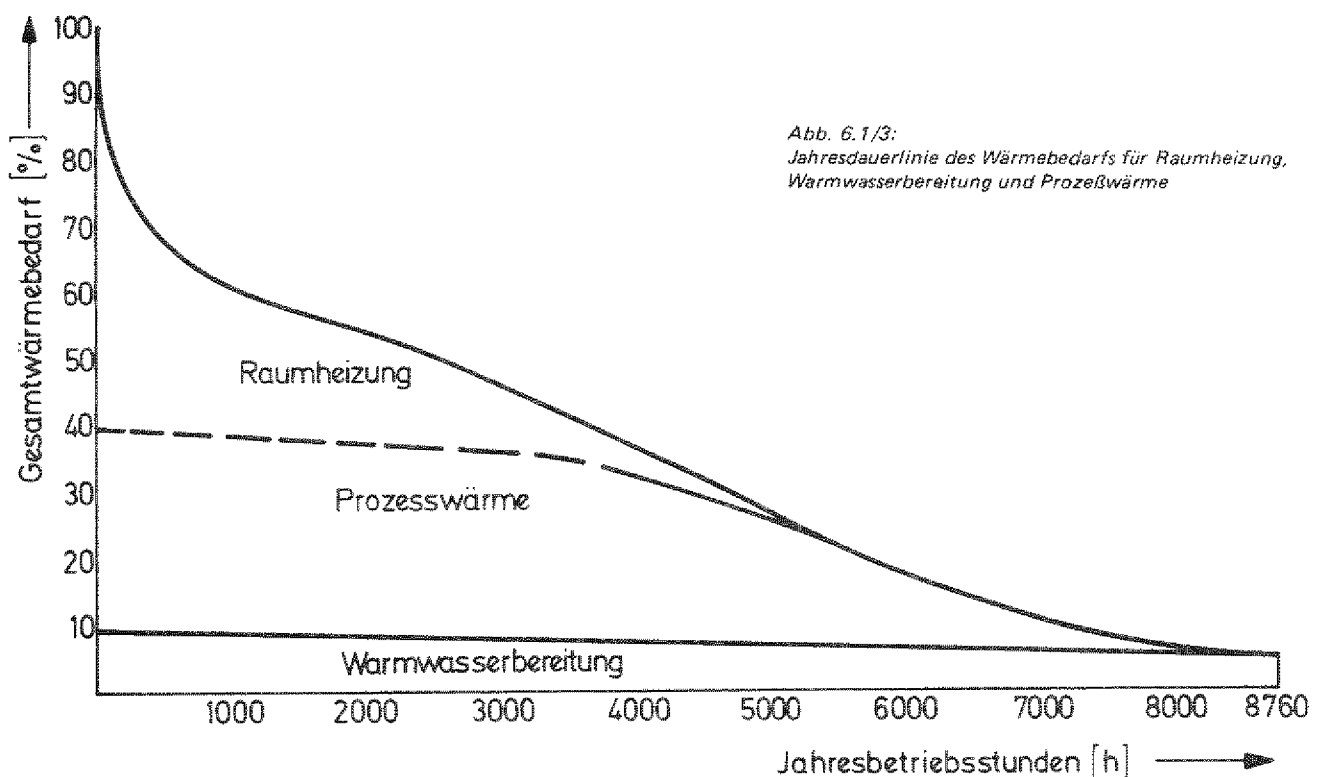


Abb. 6.1/3:
Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs für Raumheizung,
Warmwasserbereitung und Prozeßwärme

Zur Deckung des für das Jahr 1985 ermittelten Fernwärmebedarfs wäre damit eine installierte Erzeugungsleistung in der Größenordnung von ca. 90.000 bis 120.000 Gcal/h erforderlich (ohne Berücksichtigung des Anteils der chemischen Industrie).

Da das Einsatzgebiet der Fernwärme ebenfalls von der „Nuklearen Fernenergie“ angestrebt wird, kann bei Einführung dieses neuen Sekundärenergieträgers das Potential nicht allein von der Fernwärme ausgefüllt werden. Andererseits wird die Nukleare Fernenergie auch solche Bereiche versorgen können, die für eine Fernwärmeversorgung großen Stils nicht in Frage kommen.

Das in Kapitel 1.2 aufgezeigte erwartete Ausmaß der Fernwärmeversorgung im Jahr 2000 ist nur ein Anteil von 60 % am oben ausgewiesenen Potential. Daß nur dies erreicht wird, liegt an der angenommenen Preisrelation zwischen Fernwärme und konventioneller Wärmeerzeugung. Bei einer weiteren überproportionalen Verteuerung der fossilen Brennstoffe werden weitere Bereiche für die Fernwärmeversorgung interessant.

6.2. Kostenanalyse konventioneller Raum- und Prozeßwärmeerzeugung

Eine obere Kostengrenze für künftige Fernwärme aus Kernkraftwerken kann abgesteckt werden durch eine Kostenanalyse von Einzel-Zentralheizungen einerseits und Fernwärmesystemen auf der Basis fossil gefeuerter Heizkraftwerke andererseits. Außerdem muß die künftige Konkurrenzsituation zwischen den verschiedenen Energieträgern in diese Betrachtung mit einbezogen werden.

Auf der Brennstoffpreisbasis Juli 1974 wurden für ölgefeuerte Einzelzentralheizungen Gesamtkosten in der Größenordnung von 60,— bis 75,— DM/Gcal ermittelt. Niedriger liegen derzeit Gaszentralheizungen mit ca. 50,— bis 60,— DM/Gcal, starke Preiserhöhungen sind jedoch 1975 zu erwarten. Die günstigste Tendenz zeigen mittlere Fernwärmepreise des Jahres 1973, extrapoliert auf den Stand 1974 entsprechend den aufgetretenen Brennstoffpreiserhöhungen (Abb. 6.2/1 [6—8]).

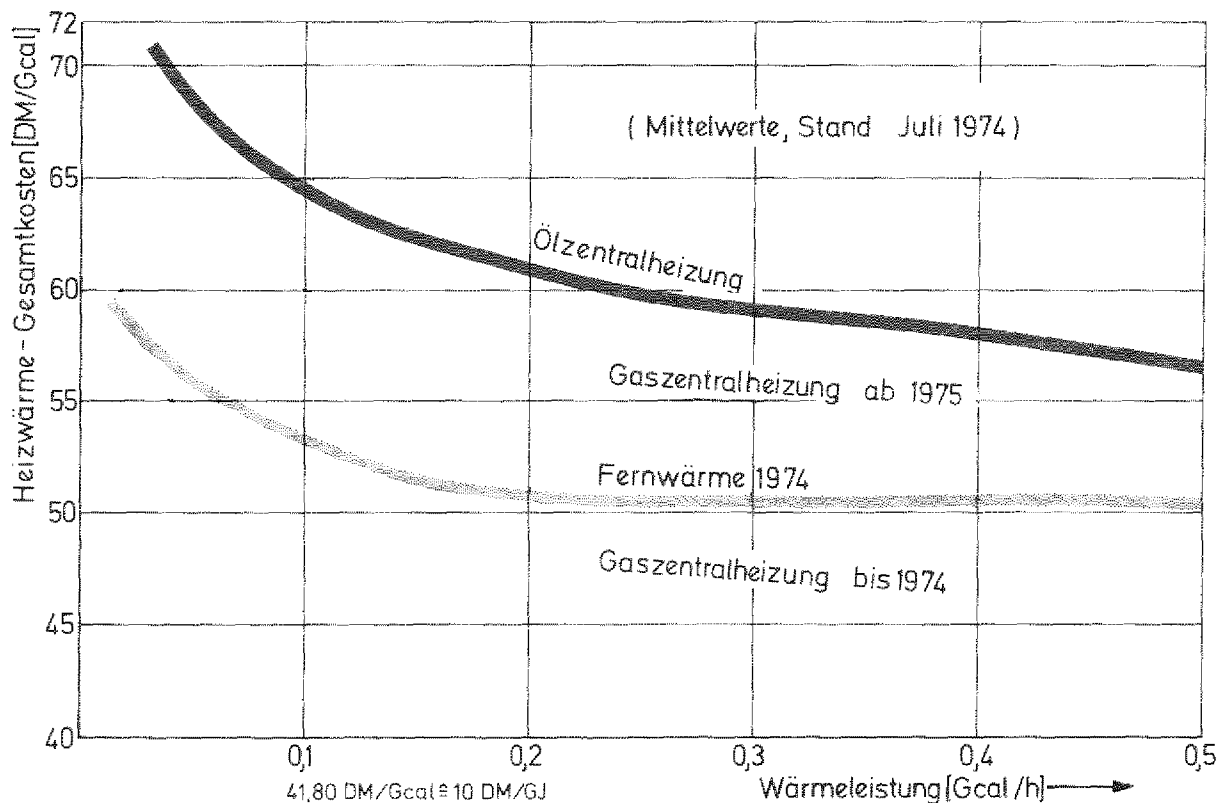


Abb. 6.2/1: Wärmepreisvergleich für Raumheizung

Damit erweist sich bereits heute die Fernwärmeversorgung als kostengünstigstes Raumheizungssystem, weitere Brennstoffpreiserhöhungen werden diese Tendenz noch verstärken.

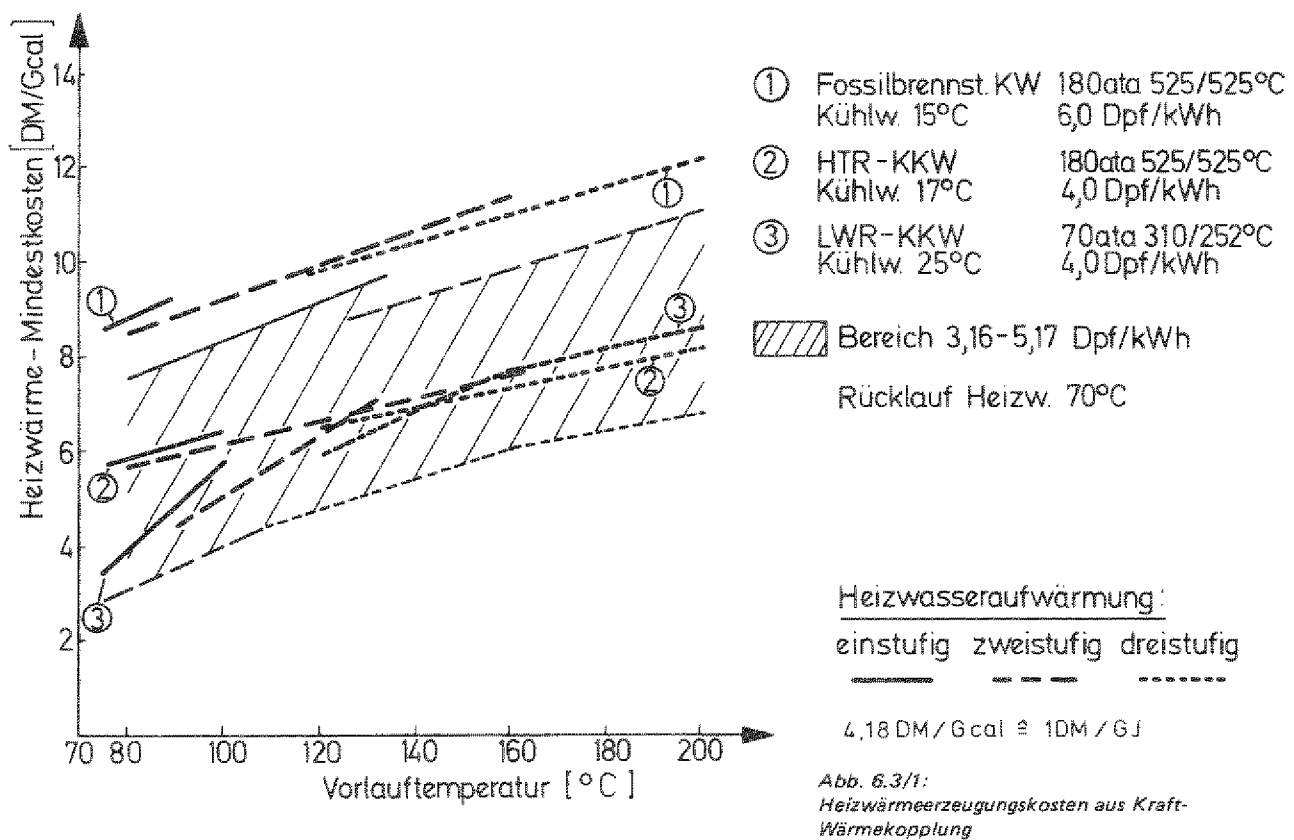
Prozeßwärme aus ölgefeuerten Heizwerken kann demgegenüber, verursacht durch entsprechend höhere Jahresbetriebsstundenzahlen, um bis zu 50 % billiger erzeugt werden.

Elektrischen Speicher- und Direktheizungen sind aus Kapazitäts- und Kostengründen in Ballungsgebieten in Zukunft deutliche Grenzen gesetzt, so daß sich die wirtschaftliche Anwendung dieser Systeme auf Sonderfälle beschränken wird und als Konkurrenz zur Fernwärmeversorgung nicht ins Gewicht fallen wird.

6.3. Technik und Kosten für Erzeugung, Transport, Unterverteilung und Speicherung von Fernwärme

Erzeugung

Im Sinne der eingangs erwähnten Zielsetzungen, insbesondere in Anbetracht erforderlicher Ölsubstitutionen durch Kernenergie, werden in erster Linie Kernkraftwerke mit gekoppelter Wärme- und Kraft-erzeugung in Betracht gezogen, die aus Gründen des relativ geringen zeitlichen und quantitativen Anteils der Wärmeentnahme an der Gesamtleistung fast vollständig für die Kondensations-Stromerzeugung auszuliegen sind. Der Wärmepreis errechnet sich hierbei aus der Einbuße an Erlös aus elektrischer Energie während der Fernwärmeabgabezeit und ist damit in erster Linie abhängig vom Temperatur-niveau der entnommenen Wärme.



Es zeigt sich in Abb. 6.3/1, daß Kernkraftwerke die Wärme zu günstigeren Preisen als Fossilbrennstoff-Kraftwerke abgeben können. Im niedrigen Vorlauf-Temperaturbereich ($< 100^{\circ}\text{C}$) erweist sich der Leichtwasserreaktor (LWR) als günstigste Lösung (3–6 DM/Gcal). Im Bereich höherer Vorlauf-temperaturen ($> 140^{\circ}\text{C}$) liegt der Hochtemperaturreaktor (HTR) mit ca. 8 DM/Gcal etwas niedriger als der LWR. Im mittleren Temperaturbereich sind beide Kraftwerkstypen etwa gleich günstig. Alle Angaben beziehen sich auf eine Heizwasser-Rücklauf-temperatur von 70°C ; erheblich geringere Kosten ergeben sich naturgemäß bei niedrigeren Rücklauf-temperaturen.

Beispiel: Wärmehöchstlast $Q = 500 \text{ Gcal/h}$
 Vorlauf - / Rücklaufftemperatur = $130 / 50 \text{ }^{\circ}\text{C}$
 Transportstrecke 30 km
 Benutzungsstunden der Wärmelieferung 6000h/a

 $41,80 \text{ DM/Gcal} = 10 \text{ DM/GJ}$

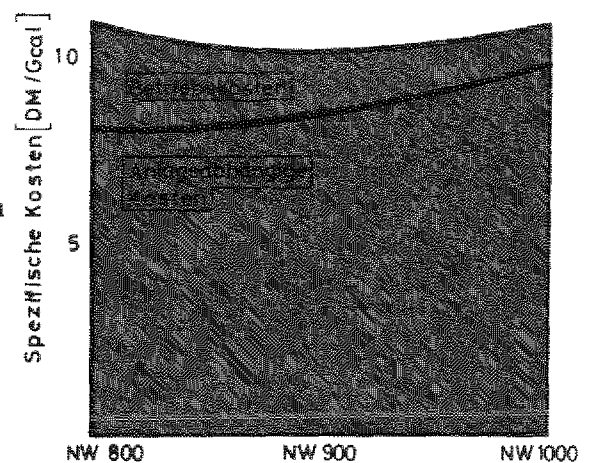


Abb. 6.3/2: Spezifische Kosten für den Heizwasserferntransport

Aus Optimierungsrechnungen für Wärmeerzeugung und Ferntransport ergaben sich die Auslegungswerte $130/50^{\circ}\text{C}$ bis 30 km und $170/70^{\circ}\text{C}$ bei 50 km.

Die kostengünstigste Wärmeauskopplung über Dampf läßt sich beim LWR über Dampf mit verhältnismäßig hohem Druck und geringer Überhitzung realisieren:

(20 ata/ 250°C : 12,5 DM/Gcal, 32 ata/ 250°C : 13,4 DM/Gcal).

Ohne Verlust an Stromerzeugungsleistung kann aus dem Kühlkreislauf von HTR-Einkreisanlagen (HHT-Konzept) Wärme in einem Temperaturbereich von $70\text{--}200^{\circ}\text{C}$ ausgekoppelt werden. Für eine Abwärmenutzung bis 120°C fallen hierfür nur Kosten von ca. 0,5–1,0 DM/Gcal für den zusätzlichen Wärmetauscher an. Bei einer Wärmeauskopplung auf einem Temperaturniveau bis 200°C wird jedoch eine geänderte wärmetechnische Auslegung des Vorkühlers und des Zwischenkreislaufs erforderlich, durch die die Wärmekosten auf ca. 2,0–3,0 DM/Gcal steigen werden.

Wärmetransport und Verteilung

Der Wärme-Ferntransport über Distanzen bis über 50 km ist in den betrachteten Dimensionen (bis 1000 Gcal/h) technisch sowohl für Dampf als auch Heizwasser möglich.

Die Gesamtanlagekosten für die Transportleitung setzen sich zusammen aus dem Rohrleitungsteil, den Kosten für Übergabestationen am Anfang und Ende der Transportleitung sowie für die Pumpstationen.

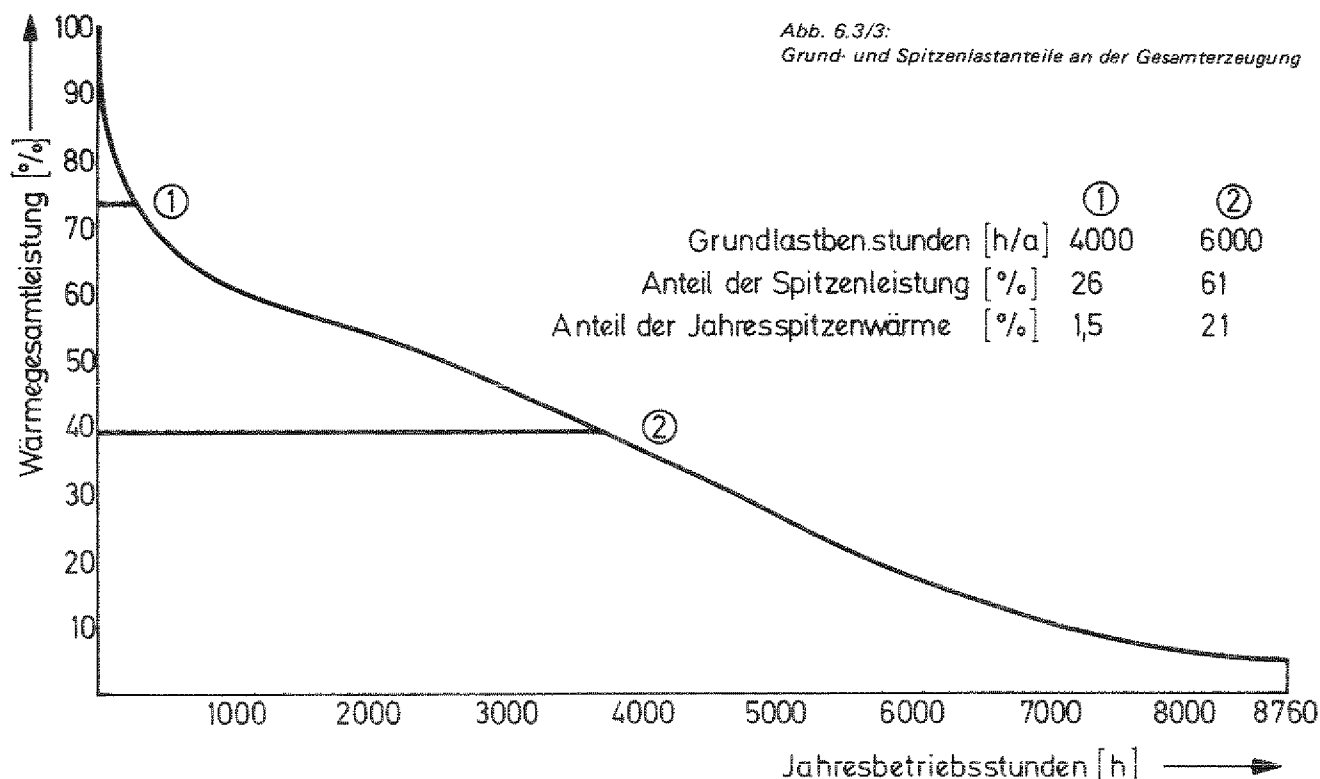
Untersucht wurde der Wärmeferntransport für Entfernungen zwischen 10 und 50 km und Wärmetransportleistungen zwischen 200 und 1000 Gcal/h. Als wirtschaftlich günstig erweisen sich bei der Heizwasservariante Temperaturspreizungen von $130/50^{\circ}\text{C}$ oder $170/70^{\circ}\text{C}$ je nach Transportentfernung. Geringere Temperaturspreizungen werden wegen der großen Rohrleitungsdimension und des hohen Pumpstromaufwandes ungünstiger.

Die Aufgliederung der jährlichen Kosten für den Wärmeferntransport zeigt, daß der überwiegende Anteil durch anlageabhängige Kosten verursacht wird (ca. 80 %). 15 bis 20 % entfallen auf Pumpstromkosten und 1 bis 2 % auf Wärmeverluste (Abb. 6.3/2).

Als Unterverteilungskosten wurden spez. Kosten von 15,— bis 18,— DM/Gcal für Heizwasser und Dampf unter Berücksichtigung von mittleren Abnehmerdichten, Verlegungskosten, Wärmeverlusten, Pumpstrom- und Reparaturaufwand ermittelt. Diese Kosten können noch erheblich steigen, wenn in zunehmendem Maße auch schwachbebaute Randgebiete niedriger Wärmedichten versorgt werden sollen.

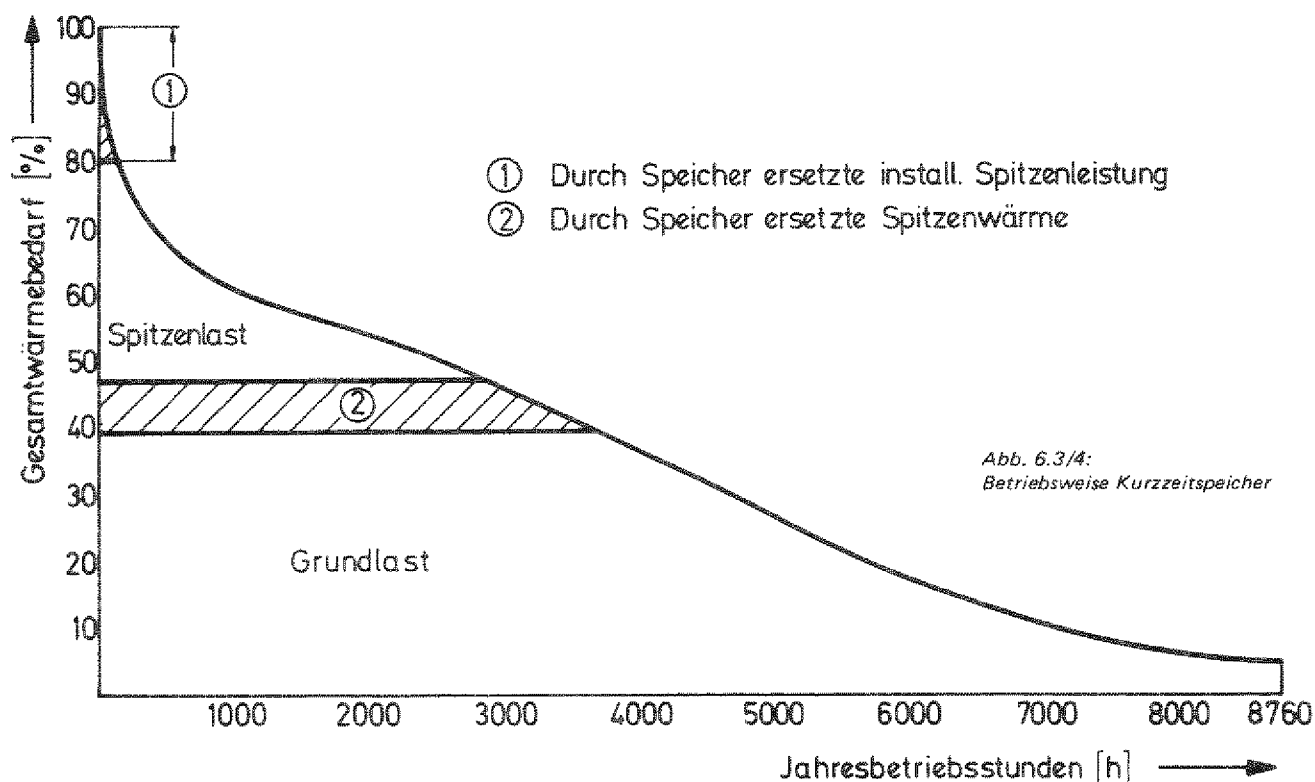
Entsprechend der Grundlastcharakteristik von Kernkraftwerken muß eine Aufteilung der Gesamtleistung in nuklear erzeugte Grundlast und fossile und damit teurere Spitzenlast vorgenommen werden.

Bei einer Aufteilung entsprechend 4000 bis 6000 Transport-Benutzungsstunden der Grundlastwärme müssen ca. 1,5 % bzw. 21 % der Jahresgesamtwärme aus fossilen Brennstoffen erzeugt werden (Abb. 6.3/3).

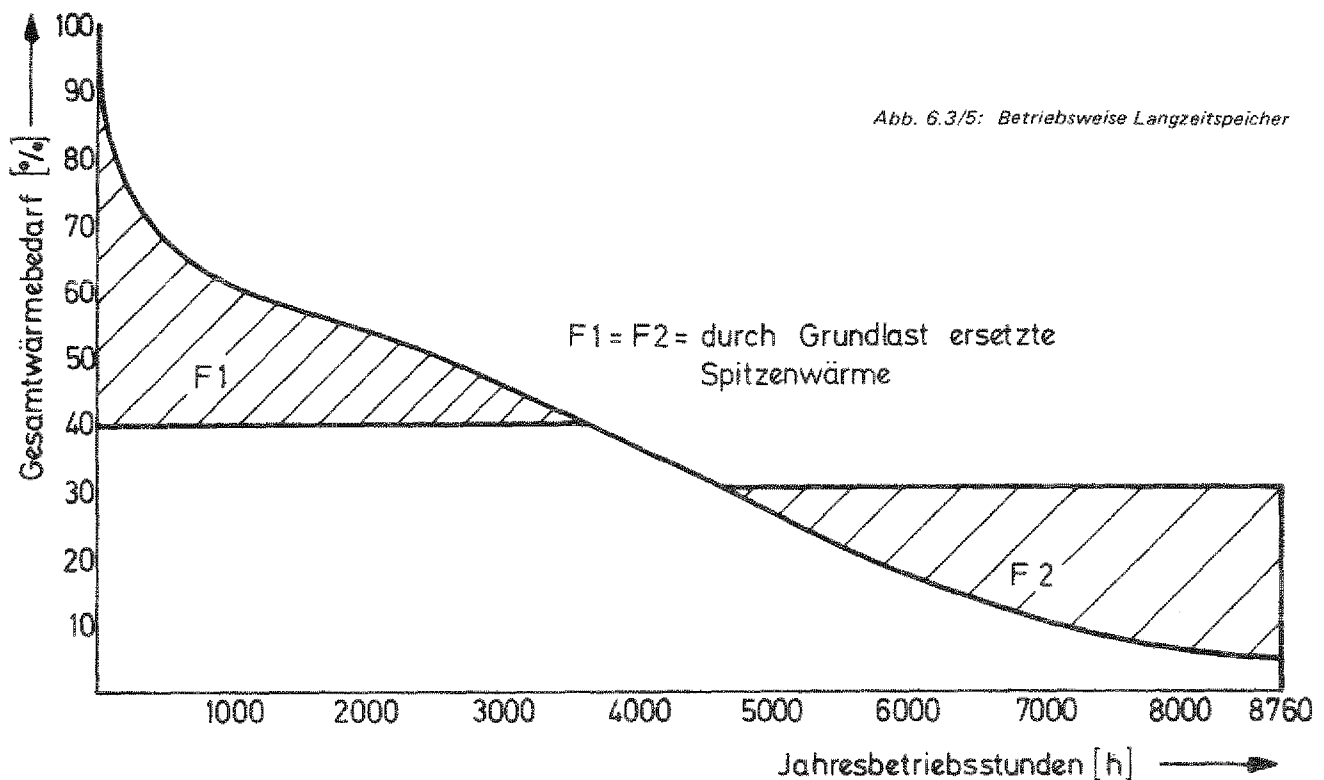


Durch Wärmespeicherung ist ein Mittel gegeben, diesen fossil erzeugten Wärmeanteil teilweise oder vollständig durch billige Grundlastwärme zu ersetzen bei gleichzeitiger Erhöhung der Transportleistungs-Auslastung und Verringerung der zur Reservehaltung erforderlichen Erzeugungskapazität. Durch Kurzzeitspeicher mit Kapazitäten bis ca. 1000 Gcal kann in der Übergangszone zwischen Grund- und Spitzenlast das kurzfristige Zuschalten von Spitzenwärme vermieden werden (Abb. 6.3/4).

Langzeitspeicher [6–9], die durch konstante Grundlast während der Sommerperiode geladen werden, können bei entsprechender Auslegung den gesamten fossil erzeugten Spitzenwärmeanteil während der



Heizperiode ersetzen und auch die jährliche Routinestillsetzung des Kernkraftwerkes überbrücken. Spitzenwerke sind in diesem Falle lediglich noch aus Gründen der Reservehaltung erforderlich (Abb. 6.3/5).



Beide Speichertypen — in einem Fall Verdrängungsspeicher neuer Konzeption [6–10] bzw. das Rohrnetz selbst [6–11], im anderen Fall Speicherseen bis ca. 20 Mio m³ — erfordern noch erhebliche Entwicklungsarbeit, doch zeichnen sich insbesondere bei Kurzzeitspeichern bereits wirtschaftliche Lösungswege ab.

Bei der folgenden Ermittlung der spez. Wärmekosten beim Abnehmer wurde die Einschaltung von Speichern nicht berücksichtigt (Abb. 6.3/6).

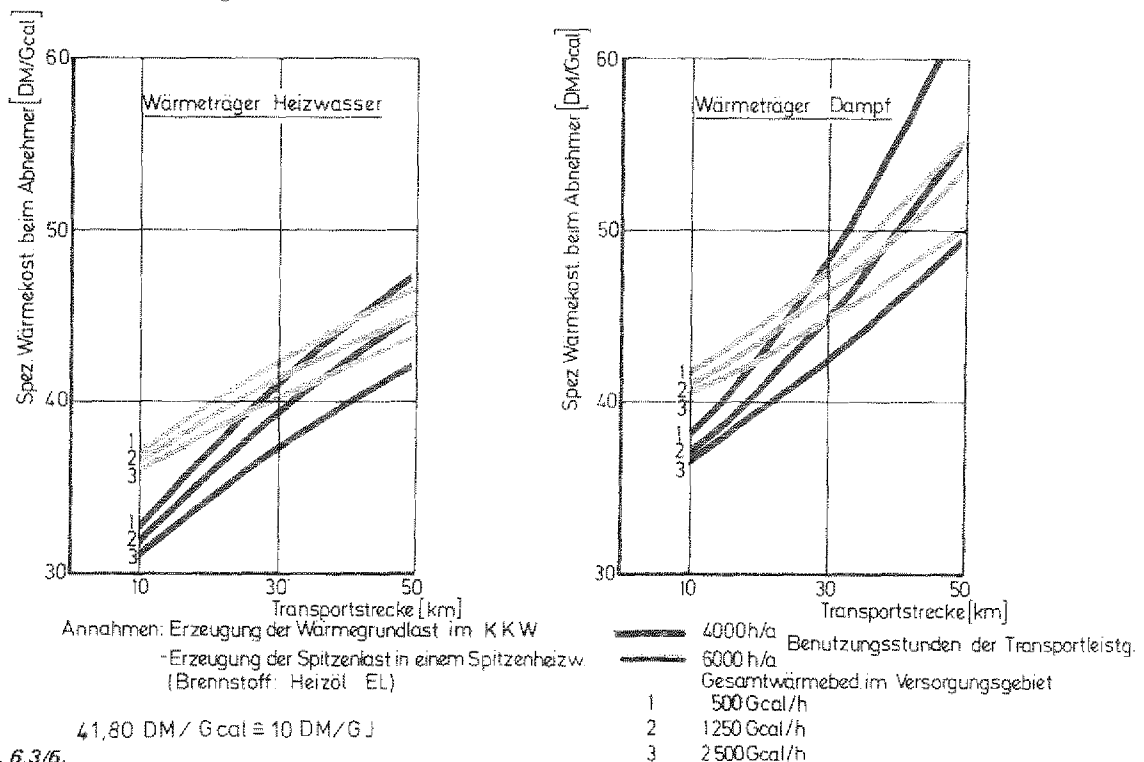


Abb. 6.3/6.
Spezifische Wärmekosten beim Abnehmer ohne evtl.
notwendige Mittelverteilung

Es zeichnen sich Vorteile für den Wärmeträger Heizwasser ab, die sich besonders bei größeren Transportentfernungen auswirken. Diese Mehrkosten können zum Teil durch die hier unberücksichtigte Möglichkeit der Erzeugung von elektrischem Strom in den Dampf-Wasser-Umformerstationen am Ende der Transportleitung aufgefangen werden.

In den skizzierten Wärmekosten beim Abnehmer sind die Kosten für die Mittelverteilung, d.h. die Verbindungsleitungen zwischen den Übergabestationen nicht enthalten. Diese Werte werden je nach örtlichen Gegebenheiten zwischen 1,— und 8,— DM/Gcal schwanken.

Entsprechend der ermittelten Wirtschaftlichkeitsgrenze anhand der Kostenanalyse für fossil gefeuerte Systeme erscheint damit ein wirtschaftlicher Wärmeferntransport bei der derzeitigen Situation über Distanzen von 15–25 km realisierbar.

Unter der Annahme weiterer Preiserhöhungen fossiler Brennstoffe um ca. 50 % verschiebt sich diese Grenze bis zu Entfernungen von ca. 40 km.

Dies bezieht sich insbesondere auf folgende Maßnahmen:

- Senkung der Rücklauftemperatur durch entsprechende Heizflächenvergrößerung bzw. Förderung von an den Rücklauf angeschlossenen Tieftemperaturabnehmern
- Entwicklung verbesserter Dehnungskompensatoren und Rohrverlegungsverfahren sowie
- die Einschaltung von Wärmespeichern.

Da verschiedene der angedeuteten Verbesserungen kurzfristig realisierbar sind, kann ein nennenswerter Teil des Fernwärmepotentials bis zum Jahr 2000 aus Kernkraftwerken versorgt werden. Unter der Voraussetzung, daß Förderungsmaßnahmen den Ausbau beschleunigen, könnte zu diesem Zeitpunkt durch Fernwärme ein Äquivalent von 36 Mio t SKE geliefert werden.

6.4. Darstellung der Anwendbarkeit der Fernwärme aus Kernkraftwerken an den Beispielen München und Düsseldorf

Modell München

Am Beispiel der Stadt München wird dargestellt, welche Möglichkeiten für eine Fernwärmeversorgung aus einem nahegelegenen Kernkraftwerk bestehen und mit welchen spezifischen Wärmekosten beim Abnehmer gerechnet werden muß.

Aufgrund der Auswertung der Wohnungszählung von 1968 [6–1] wurde der Gesamtanschlußwert des Stadtgebietes mit ca. 4200 Gcal/h errechnet. Unter Berücksichtigung der inzwischen eingetretenen Veränderungen am Baubestand kann angenommen werden, daß ca. 50–55 % aller Wohnungen sammelbeheizt sind. Der Wärmebedarf aller Kleinverbraucher dürfte zu nahezu 100 % durch Sammelheizungen gedeckt werden.

Berücksichtigt man nur Stadtgebiete mit spezifischen Wärmedichten über 25 Gcal/h km², bleiben nur die Innenstadt einschließlich einiger sich direkt anschließender Bezirke fernwärmeversorgungswürdig.

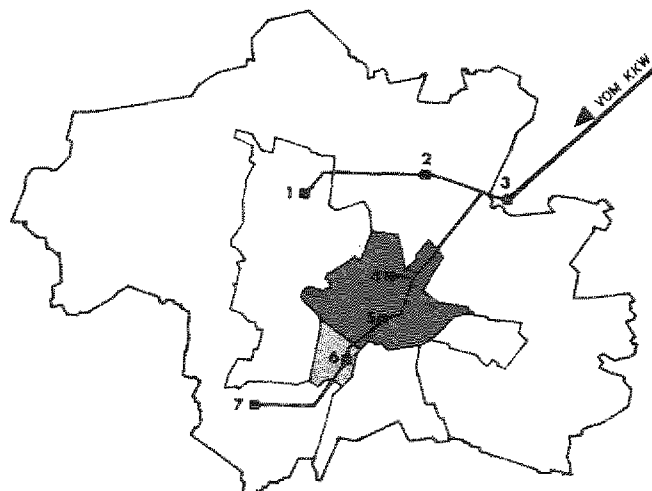
Das maximal mögliche Fernwärmepotential in diesen Gebieten dürfte unter Berücksichtigung normaler Steigerungsraten in den nächsten 10 Jahren bei 1600 Gcal/h (Wärmespitze) liegen.

Unter der Annahme des Baus eines Kernkraftwerkes etwa 20 km vom nordöstlichen Stadtrand entfernt, wurden Kostenbetrachtungen für den Wärmetransport von diesem Kernkraftwerk bis zu den derzeit schon vorhandenen Heizkraftwerken in den einzelnen Stadtgebieten durchgeführt (Abb. 6.4/1).

Die Ergebnisse bestätigen im wesentlichen die Aussage der Hauptstudie. Die Wärmekosten frei Übergabestationen betragen ca. 20,— DM/Gcal. Die Kosten frei Wärmeabnehmer erreichen 40,— DM/Gcal.

Abb. 6.4/1:
Fernwärmeversorgung für das Modell München

1	HKW MOOSACH	6	HKW SÜD
2	HKW FREIMANN	7	HKW SENDLING
3	HKW NORD		20 BIS 40 Gcal/h km ²
4	HKW THERESIENSTR.		40 BIS 60 Gcal/h km ²
5	HKW MÜLLERSTR.		ÜBER 60 Gcal/h km ²



Modell Düsseldorf

Bei der Ermittlung der Verteilung der Wärmedichten für Raumheizung in der Stadt Düsseldorf wurde von einer kleinräumigen Gliederung in Baublöcken ausgegangen. Insgesamt wurden 1996 Baublöcke betrachtet und mit ihren geographischen Koordinaten als Basis für einen „Wärmeatlas“ der Stadt Düsseldorf in einer Computer-Datenbank erfasst. Dieser Erfassung wurde eine Rasterung von 200 m x 200 m zugrunde gelegt, die als ein praktikabler Mittelwert zwischen den hochverdichteten Bereichen der Innenstadt und den dünner besiedelten Bereichen der Stadtränder ermittelt wurde. Den Baublöcken wurden daraufhin zugeordnet:

- zur Ermittlung des Wärmebedarfs der Haushalte:
die Wohnfläche und Einwohner je Wohnblock auf der Basis der Wohnungszählung 1968, unterschieden nach Sammel- und Einzelheizung
- zur Ermittlung des Wärmebedarfs der Kleinverbraucher und der Industrie:
die Anzahl der Beschäftigten je Block, bei Schulen die Schülerzahl und bei Krankenhäusern die Anzahl der Betten je Block.

Die Kennzeichnung der Blöcke erfolgte nach den 20 Stadtbezirken der Stadt Düsseldorf. Da die Untersuchung sich auf Zahlen aus den Jahren 1968 bis 1970 abstützte (jüngere Zahlen sind in diesem Umfang nicht verfügbar), sind Abweichungen der ermittelten Wärmedichten von den heutigen Verhältnissen denkbar. Sie scheinen allerdings unerheblich zu sein, mit Ausnahme der Satellitenstadt Garath, die in den letzten Jahren noch erheblich ausgebaut wurde. Zur Ermittlung der Raumheizungsleistung wurde mit folgenden mittleren Schlüsselzahlen gerechnet:

- Wohnungen a) Sammelheizung 110 Kcal/h·m²
b) Einzelheizung 120 Kcal/h·m²
- Kleinverbraucher und Industrie
(außer Schulen und Krankenhäuser) 2 Mcal/h·Beschäftigtem
- Schulen 0,85 Mcal/h·Schüler
- Krankenhäuser 10 Mcal/h·Bett

Damit ergeben sich folgende Gesamttraumheizungsleistungen in Gcal/h

- Wohnungen a) Sammelheizung 735,1
b) Einzelheizung 966,1
- Kleinverbrauch und Industrie 1.042,2
- Gesamt 2.743,4

Die Analyse dieser Zahlen ergibt, daß die Raumheizungsleistung der Kleinverbraucher und der Industrie zusammen etwa 38 % und die der Wohnungen mit Sammelheizung etwa 27 % der gesamten Raumheizungsleistung beträgt. Es fällt auf, daß der entsprechende Wert für die mit Einzelheizung beheizten Wohnungen mit 35 % über dem der Wohnungen mit Sammelheizungen liegt. Diese Verhältniszahlen

verschieben sich in den einzelnen Stadtbezirken zum Teil ganz erheblich, wobei einerseits die primäre Aufgabe eines Stadtbezirks (Wohnbereich oder Dienstleistungs- und Industriebereich) und andererseits die Jahre seines Wiederaufbaus oder Neuaufbaus eine Rolle spielen.

Die Installation einer Fernwärmeversorgung für Raumheizung ist derzeit nur in Gebieten mit einer Leistungsdichte von mindestens $25 \text{ Gcal/h} \cdot \text{km}^2$ für sammelbeheizte Wohnungen, Kleinverbraucher und Industrie von Interesse. Die Gebiete der Stadt Düsseldorf mit einer solchen Mindestdichte wurden ebenfalls mit der eingangs erwähnten Datenbank ermittelt und sind in der Abb. 6.4/2 wiedergegeben.

Insgesamt hat Düsseldorf in den Gebieten mit einer größeren Leistungsdichte als $25 \text{ Gcal/h} \cdot \text{km}^2$ eine Raumheizungsleistung von 1274 Gcal/h bei den erwähnten Verbrauchern.

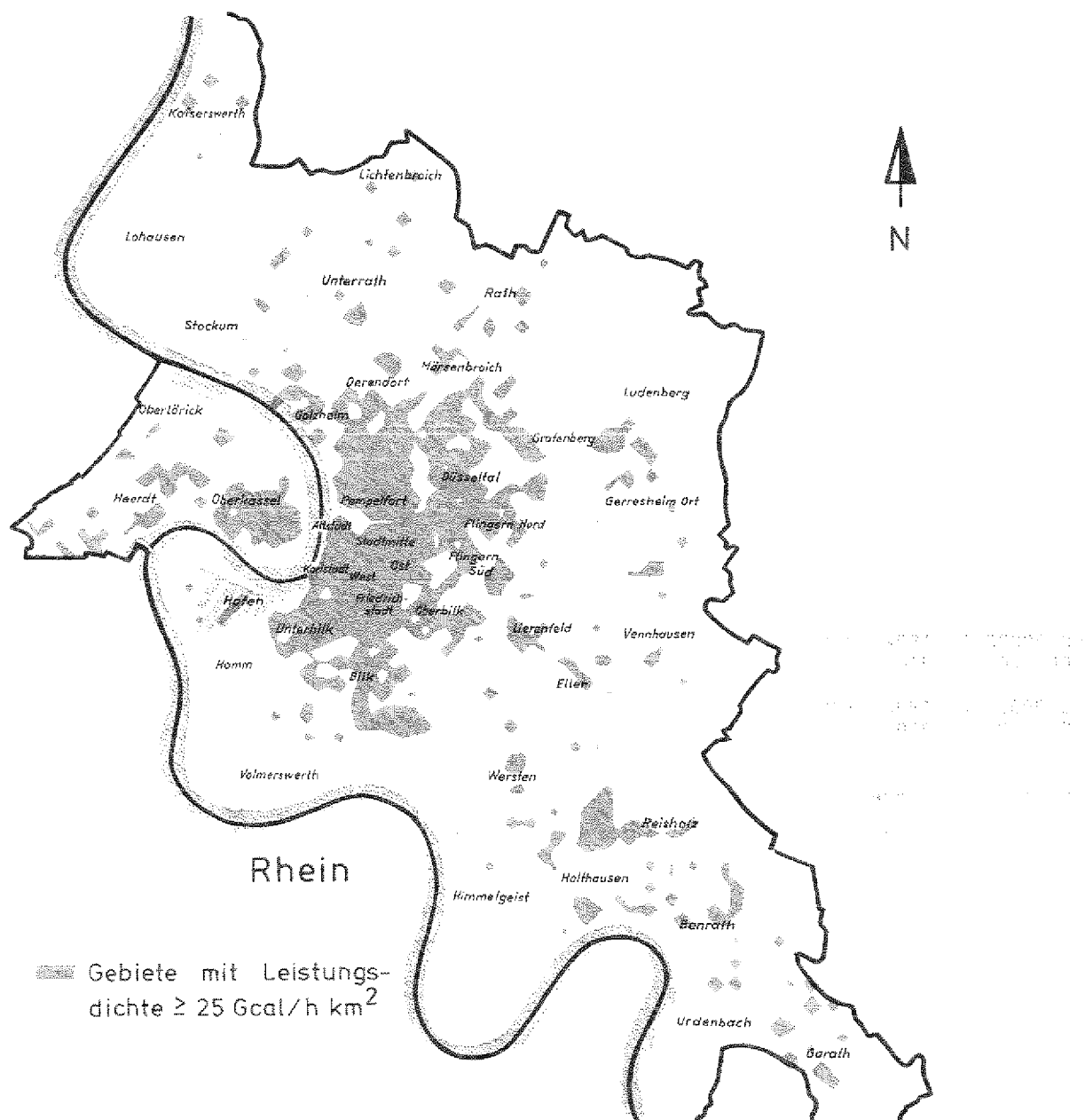


Abb. 6.4/2: Bereiche der Stadt Düsseldorf mit einer Leistungsdichte von mindestens $25 \text{ Gcal/h} \cdot \text{km}^2$.

Die heutige Fernwärmeleistung der Stadtwerke Düsseldorf beträgt 290 Gcal/h . Der Ausbau einer gemeinsamen Fernwärmeversorgung mit Heizwasser für Innenstadt und städtische Krankenanstalten incl. Universität auf insgesamt 540 Gcal/h mit Einsatz des Kraftwerkes Lausward ist beabsichtigt.

Die geschilderten Untersuchungen zeigen, daß sich bei der Grenze von $25 \text{ Gcal/h} \cdot \text{km}^2$ ein erheblich höherer Bedarf als die erwähnten geplanten 540 Gcal/h ermitteln läßt. Inwieweit sich dafür eine Fernwärmeversorgung tatsächlich realisieren ließe, müßten genauere Untersuchungen über die für die anderen Energieträger bestehende und geplante Wärmeversorgung ergeben. Da das bestehende Fernwärmenetz klein ist, werden erhebliche Investitionen und erhebliche Zeitspannen zu einem Ausbau erforderlich werden, um es in eine Größe zu bringen, die das Einspeisen von Wärme aus einem großen Kernheizkraftwerk (3000 MWth) aufnehmen könnte. Das Potential für den Einsatz eines solchen nuklearen Systems ist gegeben; die realen Voraussetzungen des bestehenden Fernwärmenetzes und der standorteinschränkenden dichten Besiedlung sind allerdings für eine solche Entscheidung sehr einengend und erfordern detaillierte Planungsüberlegungen mit Kosten- und Zeitermittlungen.

7. Bewertung und Vergleich der untersuchten Sekundärenergieträger

Bei der Konzeption dieser Studie wurde bald klar, daß die Bewertung und der Vergleich der untersuchten, teilweise neuartigen Sekundärenergieträger eine zentrale Aufgabe sein wird. Letztlich ist die Bewertung Grundlage der Programmvorschläge für die Weiterentwicklung der Technologien.

Für die Bewertung erschien es zunächst notwendig, ein allgemeines Modell zu erstellen, mit welchem dann alle Sekundärenergieträger gleichermaßen bewertet werden können. Diese Aufgabe erwies sich allerdings dann als zu umfangreich und hätte den Rahmen dieser Studie gesprengt. Aus diesem Grunde wurde eine vergleichende Bewertung durch Gegenüberstellung von Bewertungskriterien vorgenommen. Die Erstellung eines allgemeinen, mathematisch formalisierten Bewertungsmodells für die Energieversorgung wird nach dem Abschluß der Arbeiten dieser Studie als gesondertes Vorhaben weiterbearbeitet werden.

7.1. Auswahl und Definition der Kriterien zur Bewertung

Die Bewertungskriterien wurden nach einer Analyse der Zielsetzung der Energieversorgung ausgewählt. Diese Zielsetzung ist die Bereitstellung von

- Wärme für die persönlichen Bedürfnisse der Menschen (Raumheizung, Nahrungsmittelzubereitung, Warmwasserzubereitung etc.),
- Wärme für Verfahren zur Gewinnung von Rohstoffen und zur Behandlung von Materialien und Produkten,
- Energie für den mechanischen Antrieb (Maschinen, Verkehrsmittel, Materialverformung etc.),
- Energie für Licht und Kommunikationszwecke.

An die Energieversorgung werden einige wichtige Ansprüche in bezug auf ihre Zielerfüllung gestellt, die sich aus ihrer allgemeinen Bedeutung für viele Belange des Menschen ableiten. Die wichtigsten sind:

1. **Versorgungssicherheit**, d.h. Gewährleistung einer ständigen und ausreichenden Versorgung für alle Bedarfsfälle.
2. **Wirtschaftlichkeit**, d.h. Kostengünstigkeit.
3. **Umweltfreundlichkeit**, d.h. minimale Umweltbelastung, also möglichste Umweltneutralität.
4. **Benutzungsfreundlichkeit**, d.h. Komfort, gute Regelbarkeit etc.

Diese vier Begriffe werden **Zielkriterien** der Energieversorgung genannt. Nachfolgend werden die Zielkriterien definiert.

7.1.1. Die Versorgungssicherheit (V) wird durch das Produkt zweier (sich gegenseitig wichtender) Größen definiert

$$V = V_{PE} \cdot V_T \quad (1)$$

V_{PE} gibt die verfügbare Primärenergie im Verhältnis zum Bedarf an (bzw. die Reichweite in Jahren).

$$V_{PE} = \frac{\text{Verfügbare Primärenergien Mengen}}{\text{Bedarf}} = V_{PE}(t)$$

Die verfügbaren Primärenergien zu einer Zeit t sind gleich den verfügbaren Reserven (R_o) zu Beginn des Betrachtungszeitraumes, weniger dem kumulierten Verbrauch $\int_0^t V_x \cdot dt$ bis dahin. Verfügbare Energie heißt hier, daß sie zu einem bestimmten Preis in der angegebenen Menge erhältlich ist. Die Reserven und auch der kumulierte Verbrauch beziehen sich dabei auf einen Handelsraum, in dem die Energieträger wie dargestellt frei käuflich sind.

$$V_{PE}(t) = \frac{R_{ox} - \int_0^t V_x(t) dt}{V_{Bx}} \quad (2)$$

R_{ox} Reservemenge im Wirtschaftsraum x

V_x $\frac{\text{verbrauchte Menge}}{\text{Jahr}}$ im Wirtschaftsraum x

V_{Bx} $\frac{\text{Bedarfsmenge}}{\text{Jahr}}$ im Wirtschaftsraum x

(Dabei sind R_o , V_x , V_{Bx} zeitabhängig)

V_T mißt den Entwicklungsgrad der Technik zur Förderung der Primärenergie, Umwandlung in Sekundärenergieträger sowie deren Transport, Speicherung und Verteilung. Mathematisch wird V_T hier als Bruchteil der prinzipiellen Verfügbarkeit pro Jahr definiert. Das heißt, wenn die Technik so geartet ist, daß sie nur 3 Monate im Jahr verfügbar ist, dann ist $V_T = 1/4$. Selbstverständlich ist auch V_T eine Funktion der Zeit.

V ist im Sinne der Zielerfüllung der Energieversorgung zu maximieren.

7.1.2. Die Wirtschaftlichkeit (W) wird durch Kosten für den Verbraucher definiert, in dem Sinne, daß höhere Kosten (K) geringerer Wirtschaftlichkeit entsprechen und umgekehrt. Dabei soll W bei x -fachen Kosten um das x -fache kleiner sein.

Dieser Definition entspricht der Ausdruck

$$W \sim \frac{1}{K} \quad (3)$$

Die Kosten setzen sich im allgemeinen aus vielen Teilkosten zusammen. Auch Kostenverringerungen durch zum Beispiel Preisstabilisierung infolge der Einführung neuer Sekundärenergieträger werden in W berücksichtigt.

Für die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit ist die Preisentwicklung der Primärenergieträger von Bedeutung. Diese Entwicklung läßt sich nicht verbindlich abschätzen. Insbesondere deswegen nicht, weil die Preise im allgemeinen nicht kostenbedingt sind.

In Abb. 7.1/1 werden drei verschiedene Preisentwicklungen dargestellt. Ausgehend von der derzeitigen Vorstellung über die Preisentwicklung werden diese Fälle als optimistisch, mittel und pessimistisch bezeichnet. Für die nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsvergleiche wird die mittlere Preisentwicklung zugrunde gelegt.

7.1.3. Die Umweltfreundlichkeit (U) soll hier durch die Umweltbelastung u definiert werden, und zwar analog zur Definition der Wirtschaftlichkeit durch die Kosten. Je höher die Umweltbelastung, umso geringer die Umweltfreundlichkeit U .

$$U \sim \frac{1}{u} \quad (4)$$

Es werden nur solche Umweltbelastungen u zugelassen, die nicht schon durch entsprechende Gesetze oder Verordnungen unzulässig sind. Auch Abwärmelastungen werden berücksichtigt.

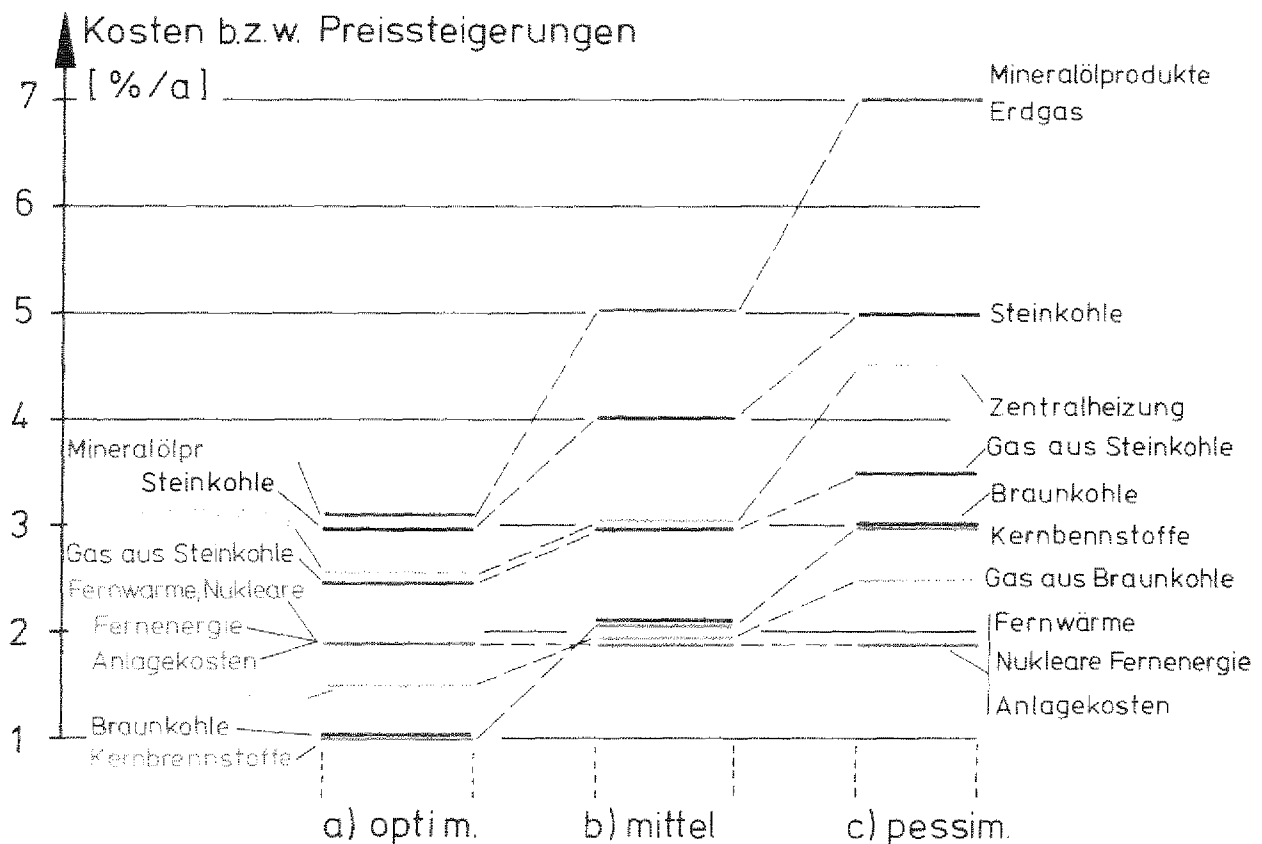


Abb. 7.1/1: Preisentwicklung für Energieträger bzw. Steigerungsraten der Anlagekosten

7.1.4. Die Benutzungsfreundlichkeit (N) wird mit einem von 1 bis 10 aus der Sicht des Verbrauchers skalierten Wert angegeben.

Die Eigenschaften der Energieträger in bezug auf

- Bequemlichkeit der Handhabung und Regelung
- Sauberkeit
- Lagerungsfähigkeit etc.

sollen hier bewertet werden.

$$1 < N < 10$$

(5)

Dabei wird N für die verschiedenen Sektoren des Verbrauchs durch Umfragen bestimmt.

Mit der Einführung der Zielgröße N wird auch die Einschätzung des Verbrauches in die Bewertung eingeführt.

7.2. Auswahl der zur vergleichenden Bewertung herangezogenen Sekundärenergieträger

Der Einsatz und die Verbrauchsstruktur einzelner Sekundärenergieträger in den Sektoren ist der nachfolgenden Matrix zu entnehmen.

Aus der Matrix ersieht man, bei welchen Energieträgern in welchen Bereichen sich Substitutionsmöglichkeiten ergeben oder wo sich nicht gegeben sind.

Beispielsweise ist Strom für Licht und Kraft in „Industrie“ sowie „Haushalte und Kleinverbraucher“ nicht substituierbar.

Tab. 7.2/1:
Einsatzbereiche der Sekundär-
energieträger in den Sektoren

	Industrie		Haus. & KV		Verkehr	
	L & K	W	L & K	W	L & K	W
1. Strom	+	+	+	+	+	+
2. Steinkohleprodukte		+		+		
3. Braunkohleprodukte				+		
4. Heizöl EL		+		+		
5. Heizöl S		+				
6. Treibstoffe					+	
7. Synthet. Treibstoff					+	
8. Erdgas		+		+		
9. Synthet. Gas		+		+		
10. Fernwärme		+		+		
11. Nukl. Fernenergie		+		+		

Haus. & KV ... Haushalte und Kleinverbraucher, L & K ... Licht und Kraft, W ... Wärme

Es erscheint vernünftig, in diesem Rahmen folgende vergleichende Bewertungen anzustellen:

1. Raffineriebenzin mit Synthetischem Benzin und Methanol
2. Erdgas mit Synthetischem Gas und Heizöl EL
3. Fernwärme mit Nuklearer Fernenergie und Heizöl EL

7.3. Vergleichende Bewertung „Raffineriebenzin mit Synthetischem Benzin und Methanol“

Verglichen werden insbesondere Raffineriebenzin mit Synthetischem Benzin und Methanol aus Steinkohle für die Anwendung im Verkehr. Die Bewertung ergibt folgendes Bild (Tabelle 7.3/1). (Ab 1985 gilt $V_T = 1$):

Tab. 7.3/1:
Vergleichende Bewertung
„Raffineriebenzin mit Synthe-
tischem Benzin und Methanol“

	Raffineriebenzin		Synth. Benzin		Methanol	
	1985	2000	1985	2000	1985	2000
Versorgungssicherheit	1,0	1,0	6,0	13,0	6,0	13,0
Wirtschaftlichkeit	1,25	1,0	1,05	1,27	1,0	1,07
Umweltfreundlichkeit	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Nutzungseigenschaften	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0

Hierbei wurden die Werte bei jedem Zielkriterium einzeln so normiert, daß der kleinste jeweils 1 ergab. Dem Wert 1 entspricht dabei die schlechteste Erfüllung der Zielkriterien.

Annahmen:

- Alle Preise bzw. Kosten sind auf den jetzigen Geldwert bezogen.
- Die Preisentwicklung wurde dem Fall b) der Abb. 7.1/1 entnommen.
- Die Nutzungseigenschaften von Synthetischem und Raffineriebenzin wurden gleich angenommen, die von Methanol wegen der geringeren Energiedichte um 20 % schlechter.

Alle anderen Eingangsdaten sind den entsprechenden Abschnitten entnommen und hier nicht wieder angeführt. (Siehe beispielsweise Abbildungen 3.4/6 bzw. Studie des BMFT „Neuen Kraftstoffen auf der Spur“ etc.). Auch die Bestimmung von V_{PE} ist hier und in den weiteren Vergleichen nicht ausgeführt.

7.4. Vergleichende Bewertung „Erdgas mit Synthetischem Gas und Heizöl EL“

Die Gaspreisentwicklung, so wird hier angenommen, folgt den Preisentwicklungen der Mineralölprodukte (Gaspreis 1975: 20 DM/Gcal, Heizöl EL: 30 DM/Gcal).

Tabelle 7.4/1 zeigt das Ergebnis (Preisstruktur des Synthetischen Gases siehe Abb. 3.4/5).

Tab. 7.4/1: Bewertender Vergleich „Erdgas mit Synthetischem Gas und Heizöl EL“

	Erdgas		Synth. Gas		Heizöl	
	1985	2000	1985	2000	1985	2000
Versorgungssicherheit	1,0	1,0	9,0	37,0	1,5	11,5
Wirtschaftlichkeit	1,50	1,50	1,04	1,37	1,0	1,0
Umweltfreundlichkeit	1,35	1,35	1,0	1,0	1,2	1,2
Nutzungseigenschaften	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Die Wirtschaftlichkeit des Synthetischen Gases aus Steinkohle ist auch im Jahre 2000 noch nicht gegeben. Beim Einsatz von Braunkohle ist die Wirtschaftlichkeit etwa 50 % höher.

Die der Wirtschaftlichkeitsbestimmung zugrunde liegenden Kostenrelationen für Synthetisches Gas aus Steinkohle und aus Braunkohle im Vergleich zum Erdgaspreis werden in Abb. 7.4/1 dargestellt.

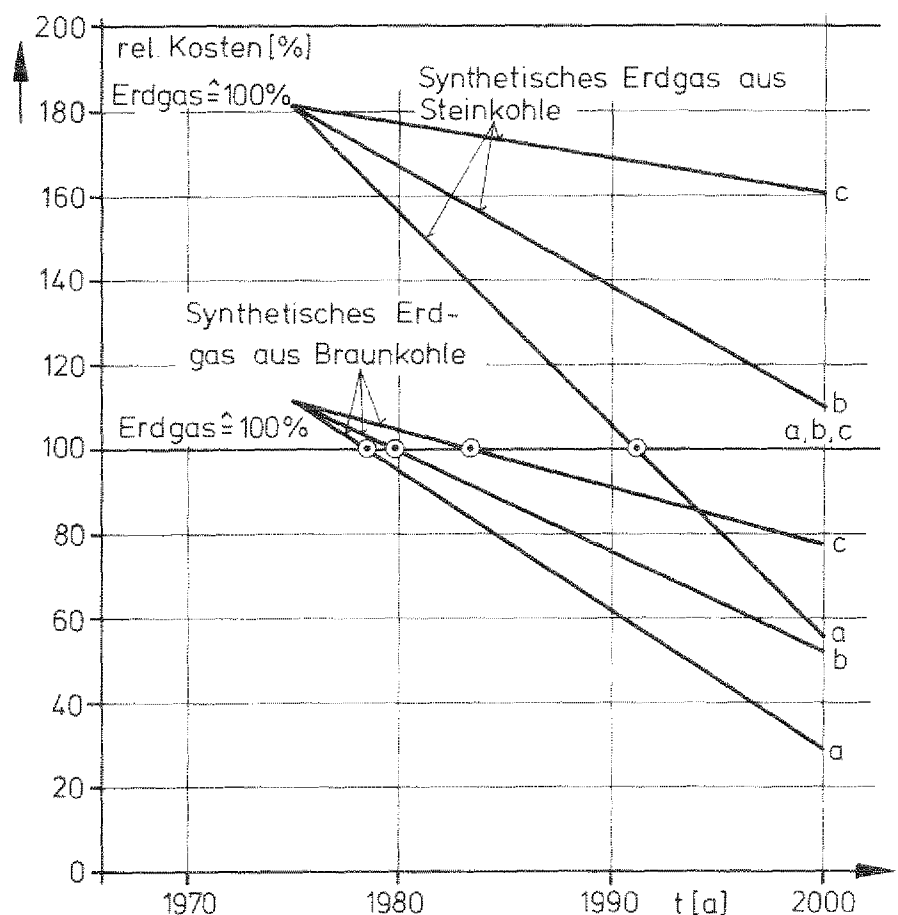


Abb. 7.4/1:
Vergleich der Kosten
von Synthetischem Gas aus Steinkohle
und Braunkohle mit dem Erdgaspreis

7.5. Vergleichende Bewertung „Fernwärme, Nukleare Fernenergie und Heizöl EL“

Ebenso wie Nukleare Fernenergie wird in weiterer Zukunft die Fernwärme, insbesondere aus Wärmekraftkopplung, auf Kernenergie beruhen, so daß sich die gleiche Versorgungssicherheit ergibt.

Tab. 7.5/1: Ergebnisse des bewertenden Vergleichs „Fernwärme, Nukleare Fernenergie und Heizöl EL“

	Fernwärme		N. Fernenergie		Heizöl EL	
	1985	2000	1985	2000	1985	2000
Versorgungssicherheit	3,0	2,6	3,0	2,6	1,0	1,0
Wirtschaftlichkeit	2,0	2,7	1,45	1,95	1,0	1,0
Umweltbelastung	nicht direkt vergleichbar					
Nutzungsseigenschaften	1,2	1,2	1,2	1,2	1,0	1,0

Auch Erdgas und Heizstrom konkurrieren selbstverständlich mit Fernwärme und Nuklearer Fernenergie. Der Vergleich mit diesen beiden Energieträgern wird hier nicht durchgeführt. Die Annahmen über die Wirtschaftlichkeit beziehen sich hier sinnvollerweise auf die Kosten beim Verbraucher (Heizwärmekosten).

7.6. Grenzen der vergleichenden Bewertung

Die Vergleiche zeigen nur Tendenzen einer überraschungsfreien Entwicklung. Sie quantifizieren jedoch, wie dies die Resultate aus 7.3, 7.4 und 7.5 zeigen, Trends, die man intuitiv erwartet. Ein Modell, das die Zielkriterien, die hier einzeln untersucht wurden, zu einer einzigen bewertenden Aussage zusammenfaßt, wurde aus schon angeführten Gründen nicht verwendet. Daher muß der Leser bzw. der Entscheidungsträger die Werte der vier Zielgrößen selbst wichten.

Drei Einschränkungen der hier durchgeführten Vergleiche sind besonders erwähnenswert:

- Es gibt keine Bewertungsgröße für kurzfristige energiepolitische Probleme, die auf politischen Ursachen beruhen.
- Vergleiche erfassen nicht regionale und strukturelle Größen. Beispielsweise wurde im Vergleich Nukleare Fernenergie und Fernwärme letztere immer wirtschaftlicher ausgewiesen. Wird aber der Abnehmerkreis in weniger dicht besiedelten und entlegenen Regionen angesprochen, ist Nukleare Fernenergie sicher wirtschaftlicher.
- Die stabilisierende Wirkung neuer und versorgungssicherer Energieträger auf die Preisentwicklung anderer, importierter Energieträger kann prinzipiell berücksichtigt werden und hat sicherlich große Bedeutung, wie dies noch nachfolgend gezeigt wird (7.7.), wurde aber in diesen Vergleichen nicht berücksichtigt.

7.7. Die gesamtwirtschaftliche Bedeutung der Einführung neuer, aus heimischer Primärenergie hergestellter Sekundärenergieträger

7.7.1. Mögliche Auswirkungen der neuen Sekundärenergieträger durch Preisstabilisierung

Denkt man daran, daß 1990 die Nukleare Fernenergie und die Kohleveredelungsprodukte mit 15 Mio t SKE, das sind 6,5 % vom Verbrauch der Mineralölprodukte und Erdgas, zur Endenergieversorgung beitragen (siehe Variante 2 der Bedarfsanalyse, Abb. 1.2/3) und nimmt weiter an, daß Erdöl und Erdgas infolgedessen auch nur 1 % billiger werden, dann kann man einen zweifachen volkswirtschaftlichen Gewinn ableiten:

1. jährlich werden etwa 500 Mio DM eingespart
2. 3 Mrd DM werden im eigenen Lande und nicht als Devisen ausgegeben.

7.7.2. Mögliche Auswirkungen auf die Stetigkeit des Wirtschaftswachstums

Die Herstellung der neuen heimischen Sekundärenergieträger hat auch einen Effekt ähnlich dem der Vorratshaltung. Wird die Öleinfuhr beispielsweise 6 Monate lang auf 1/3 gedrosselt (politische Auseinandersetzungen oder Krieg), dann sind eigene Kapazitäten dazu angetan, die sich daraus ergebenden Einbrüche im Wirtschaftswachstum zu verringern. Nimmt man an, daß die Verringerung des Brutto-sozialeinkommens um nur 0,2 % geringer ist infolge der erhöhten Energie-Versorgungssicherheit, macht das allein schon einige Milliarden DM aus.

Die Beispiele sollen qualitativ die große Bedeutung der Einführung neuer Sekundärenergieträger andeuten. Andere Beispiele lassen sich noch anführen.

8. Vorschläge für ein Programm zur Förderung der technologischen Weiterentwicklung und der Markteinführung von Sekundärenergiesystemen

8.1. Grundlagen für die Vorschläge zur Förderung

Die wesentlichsten Grundlagen, auf denen die nachfolgenden Vorschläge aufgebaut sind, werden zunächst in zusammengefaßter Form wiedergegeben:

- **Kohleveredelungsprodukte** sind Alternativen zu Mineralölprodukten und Erdgas und können diese in zunehmendem Maße Ende der 80er Jahre substituieren.
- **Methan**, mit Hilfe nuklearer Prozeßwärme aus Steinkohle hergestellt, ist vermutlich in diesem Jahrhundert immer, wenn auch zunehmend weniger, teurer als Erdgas. Es erhöht allerdings ganz wesentlich die Versorgungssicherheit.
- **Methan aus Braunkohle** dürfte stets wirtschaftlich konkurrenzfähig mit Erdgas und auf alle Fälle mit Heizöl sein.
- Die **Synthetischen Treibstoffe**, Methanol und Benzin, werden nach 1985 zunehmend wirtschaftlich konkurrenzfähig mit Motorbenzin aus Erdöl. Dabei wird die Versorgungssicherheit, auf diesem Sektor mit großer Stömpfindlichkeit, ganz wesentlich erhöht.
- Das Programm für die Entwicklung der Technologie zur Herstellung der Produkte aus nuklearer Kohleveredelung beruht auf Planungen vor der Ölversorgungskrise Ende 1973. Die neue Situation ist daher noch nicht berücksichtigt. Es ist naheliegend, daß die Programme neu gestaltet werden müssen.
- Die Förderung der Kohleveredelung darf, wie dies auch in 7.7 gezeigt wurde, nicht allein von der Wirtschaftlichkeit abhängig gemacht werden, obwohl man andererseits bedenken sollte, daß bei verstärkter nuklearer Kohleveredelung der sog. Kohlepfennig derzeit (~2,5 Mrd. DM) entfallen kann oder für den Ausbau der Kohleveredelung verwendet werden könnte.
- **Wasserstoff** als Sekundärenergieträger hat ein großes Potential und würde bei einer Reduzierung der Herstellungskosten eine außerordentliche Bedeutung in der Energiewirtschaft haben können.
- **Nukleare Fernenergie** ist in der Lage, ebenfalls kostengünstiger als Heizöl niedertemperaturige Wärme auch in weniger dichten Siedlungsräumen in größeren Mengen zu substituieren. Darüber hinaus kann das Potential der Nuklearen Fernenergie für ortsnahe Stromerzeugung energiewirtschaftlich interessant werden.
- **Fernwärme** wird in der Lage sein, mindesten 25 % unseres niedertemperaturigen Wärmebedarfs, insbesondere in Ballungszentren, kostengünstiger als Heizöl zu decken.

8.2. Vorschläge zur Förderung

8.2.1. Kohleveredelung

- Das Projekt „Entwicklung von Verfahren zur Umwandlung fester fossiler Rohstoffe mit Wärme aus Hochtemperatur-Kernreaktoren“ und die vielen einschlägigen Einzel-Vorhaben müßten in einem Gesamtprogramm zusammengefaßt werden.
- Das neue Programm müßte entsprechend der veränderten Situation der Energiewirtschaft einen beschleunigten Durchführungsplan aufweisen (siehe auch Abb. 8.2/1).
- Die Inbetriebnahme einer nuklearen Prototypanlage sollte 1982 erfolgen. Nur dann ist der wirtschaftliche Einsatz Ende der 80er Jahre zu erwarten.
- Das neue Programm müßte mit Vorschlägen zur Entwicklung der „Nuklearen Kohleverflüssigung“ ergänzt werden.

8.2.2. Wasserstoff

- Der Vertrag über die Entwicklung der Technologie bezüglich der „Nuklearen Wasserspaltung“ zwischen der EG, der RWTH Aachen und der KFA Jülich sollte zur Grundlage einer über die bisherigen Vorhaben hinausgehenden Entwicklung sein.
- Für die Anhebung derzeitiger Arbeiten aus dem unterkritischen Bereich sollten Mittel in der Höhe von 3 bis 5 Millionen DM/Jahr in der Bundesrepublik Deutschland verfügbar gemacht werden.

8.2.3. Nukleare Fernenergie

- Das Programm zur Entwicklung der „Nuklearen Fernenergie“, sollte im wesentlichen in den Gesamt-rahmen des Programms „Nukleare Prozeßwärme“ eingepaßt sein.
- Aus Gründen der besonderen Bedeutung der „Nuklearen Fernenergie“ sollte überlegt werden, ob eine eigene Prototypanlage erstellt werden sollte. Hierbei ist die Besonderheit der Nuklearen Fern-energie in bezug auf Versorgungsvorteile in Regionen kleinerer Siedlungsdichten bzw. die Standort-wahl von Bedeutung.

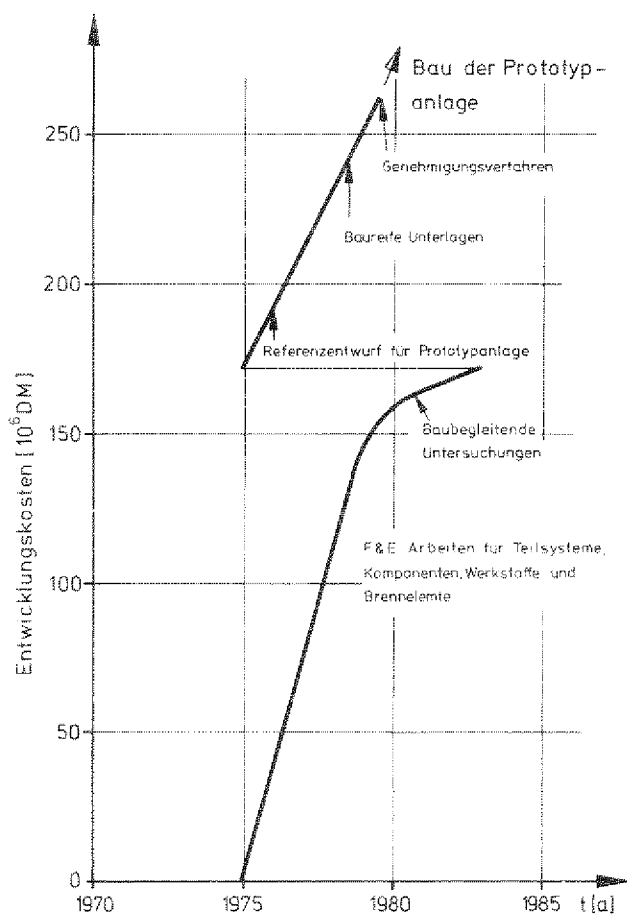


Abb. 8.2/1:
Entwicklungskosten für den HTR
zur Kohleveredelung und Nuklearen Fernenergie
(ohne Prototyp)

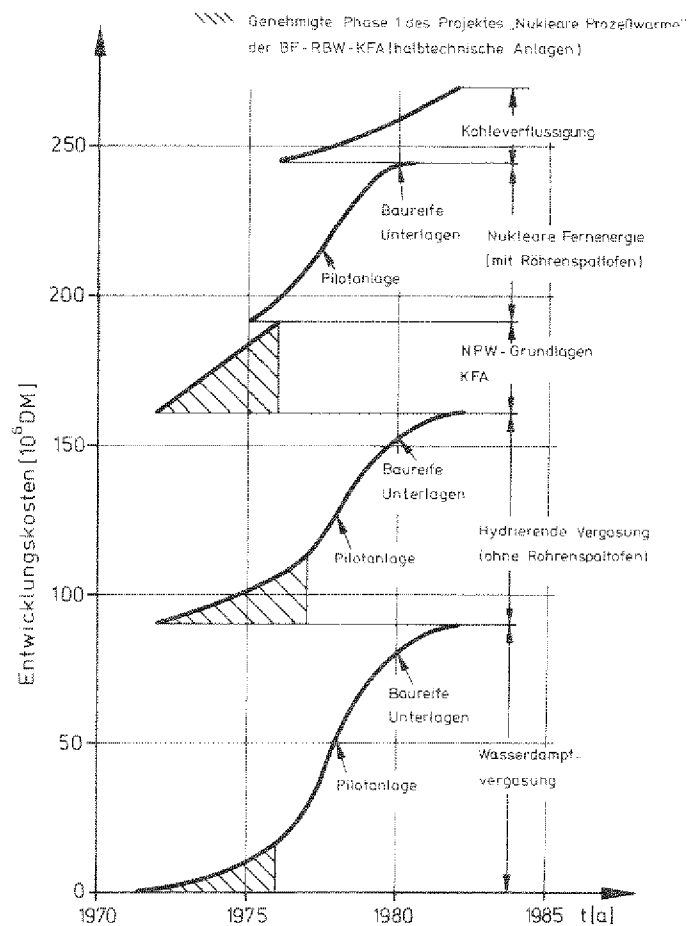


Abb. 8.2/2:
Entwicklungskosten der Verfahrenstechnik
zur Kohleveredelung und Nuklearen Fernenergie
(ohne Prototyp)

8.2.4. Fernwärme

- Förderung der Weiterentwicklung der Technologie, die sich auf die bessere und wirtschaftlichere Verlegung und Isolation von großen Rohrleitungen (bis 1200 mm NW) bezieht.
- Erleichterung der Kapitalbeschaffung für die Einführung der Fernwärme in größerem Umfang als bisher.
- Forcierung des Anschlusses an Fernwärmenetze durch Anschlußzwang, wo dies sinnvoll erscheint.
- Programm zur Förderung von Speicheranlagen.

9. Literaturverzeichnis

- [1-1] Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft: Tätigkeitsbericht 1973/74
- [1-2] **Barnert, H.:** Nukleare Fernenergie, Jahresbericht 1973 der Kernforschungsanlage Jülich GmbH, S. 21-25
- [1-3] **Schaefer, H.:** Beitrag zur Diskussionsveranstaltung in der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 17. Dezember 1973
- [1-4] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland
- [1-5] VDEW-V.I.K.-HEA: Anhaltzahlen über den Elektrizitäts-, Kraft- und Wärmebedarf der Industrie, VDEW-Frankfurt
- [1-6] **Engelhardt, H.:** Einsatzmöglichkeiten und Einsatzpotential von Hochtemperaturreaktoren in der Industriegruppe Chemie unter Berücksichtigung von technischen, ökonomischen und ökologischen Aspekten, Jül-966-RG, Juni 1973
- [1-7] Fichtner, Beratende Ingenieure: Wirtschaftliche Aussichten von mit Nuklearer Prozeßwärme erzeugtem technischen Wasserstoff, Stuttgart, Oktober 1971
- [1-8] **Mandel, H.:** Strukturen der nuklearen Stromerzeugung in der 70er und 80er Jahren, atw, Januar 1973, S. 18-24
- [1-9] **Mandel, H.:** Energiepolitik und Aspekte der Versorgungssicherheit konventioneller und nuklearer Brennstoffe, Brennst.-Wärme-Kraft 26 (1974) Nr. 8, S. 331/34
- [1-10] Bonnenberg & Drescher: Die Bedeutung des HHT-Konzeptes für die Wärmeversorgung der Haushalte — Ferntransport von Wärme —, April 1974, Bericht im Auftrag der Kernforschungsanlage Jülich GmbH
- [2-1] Kraftwerk Union AG: Elektrizitätswirtschaftliche Daten der Welt, Stand Frühjahr 1974
- [2-2] Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft: Statistik der Energiewirtschaft, Ausgabe 1974
- [2-3] Deutsche Verbundgesellschaft e.V.: Bericht 1972, Heidelberg
- [2-4] **Lenßen, G.:** Energiespeicherung durch Pumpspeicherwerke, VDI-Berichte Nr. 223, 1974
- [2-5] **Herbst, H.Chr.:** Die Luftspeicher-Gasturbine, VDI-Berichte Nr. 223, 1974
- [2-6] **Goldstern, W.:** Entwicklung, Bedeutung und Anwendung der Dampfspeicherung, VDI-Berichte Nr. 223, 1974
- [3-1] **Khene, A.:** Vortrag im Gesprächskreis Wirtschaft und Politik der Friedrich-Ebert-Stiftung am 28. September 1973
- [3-2] Sicherung der Energie- und Rohstoffversorgung durch Nukleare Prozeßwärme, Bergbau-Forschung GmbH, Rheinische Braunkohlenwerke AG, Kernforschungsanlage Jülich GmbH, Dezember 1973
- [3-3] Zwischenbericht der Arbeitsgruppe des Kernwärmeausschusses der RWTH Aachen „Nutzung der Kernenergie zur Veredelung fossiler Brennstoffe, zur Herstellung von Stahl und von chemischen Produkten und zur Gewinnung elektrischer Energie“, Aachen
- [3-4] Kohlevergasung mit Nuklearer Prozeßwärme, GHT-BF-RBW-STEAG, Juli 1974
- [3-5] **Eickhoff H.-G.:** Technologische und wirtschaftliche Möglichkeiten, die sich durch den Einsatz des Hochtemperaturreaktors für die künftige Mineralölversorgung der BRD ergeben, Jül-1017-RG, November 1973
- [3-6] Neuen Kraftstoffen auf der Spur, Alternative Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge, Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn 1974
- [3-7] **Teggers, H.:** Persönliche Mitteilung
- [4-1] **Eickhoff, H.-G.:** siehe [3-5]
- [4-2] **Kühn, A.T.:** Industrial Electrochemical Process, Amsterdam-London-New York 1971
- [4-3] **Bockris, J.O'M.:** Electrochemistry of Cleaner Environments, New York-London, 1972
- [5-1] **Nürnberg, H.W., Wolff, G.:** Nukleare Prozeßwärme, Jahresbericht 1967 der Kernforschungsanlage Jülich des Landes Nordrhein-Westfalen e.V., S. 174
- [5-2] **Schulten, R.:** Persönliche Mitteilung
- [5-3] **Zahn, P., Weissenbach, B.:** Persönliche Mitteilung (Messerschmidt-Bölkow-Blohm)
- [5-4] **Hanneman, R.E., Vakil, H., Wentorf Jr., R.H.:** Closed Loop Chemical Systems for Energy Transmission, Conversion and Storage, 749035 9th IECEC, San Francisco, August 26-30, 1974
- [5-5] **Hilberath, F., Teggers, H.:** Deutsches Bundespatent No. 1298233 vom 16. Januar 1968
- [5-6] **Bohn, Th. et al.:** Nukleare Fernwärme und Nukleare Fernenergie, Jül-1077, Juni 1974
- [6-1] Ergebnis der Gebäude- und Wohnungszählung 1968. Wirtschaft und Statistik (1971), Heft 7
- [6-2] Ifo Bauvorausschätzung, München 1974
- [6-3] Deutscher Städtetag, persönliche Mitteilungen
- [6-4] **Buck, H.:** Kennzahlen für die Fernwärmeversorgung, FWI, 1972, Heft 4
- [6-5] **Schaefer, H.:** Beitrag zur Diskussionsveranstaltung in der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, München, 17. Dezember 1973
- [6-6] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland
- [6-7] **Liebrucks, M., Kummer, H.:** Langfristige Projektion des Energiebrauchs in der BRD, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung des DIW, Berlin, Heft 3, 1970
- [6-8] Fernwärme-Preisvergleich 1973, FWI, 1974, Heft 3
- [6-9] **Schöll, G.:** Großwärmespeicher — verschiedene Veröffentlichungen —
- [6-10] **Otto, F.:** Studie Leichtbauspicher — nicht veröffentlicht —
- [6-11] **Suttor, K.H.:** Wärmespeicherung in Rohrnetzen — verschiedene Veröffentlichungen —

