



KERNFORSCHUNGSANLAGE JÜLICH
GESELLSCHAFT MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG

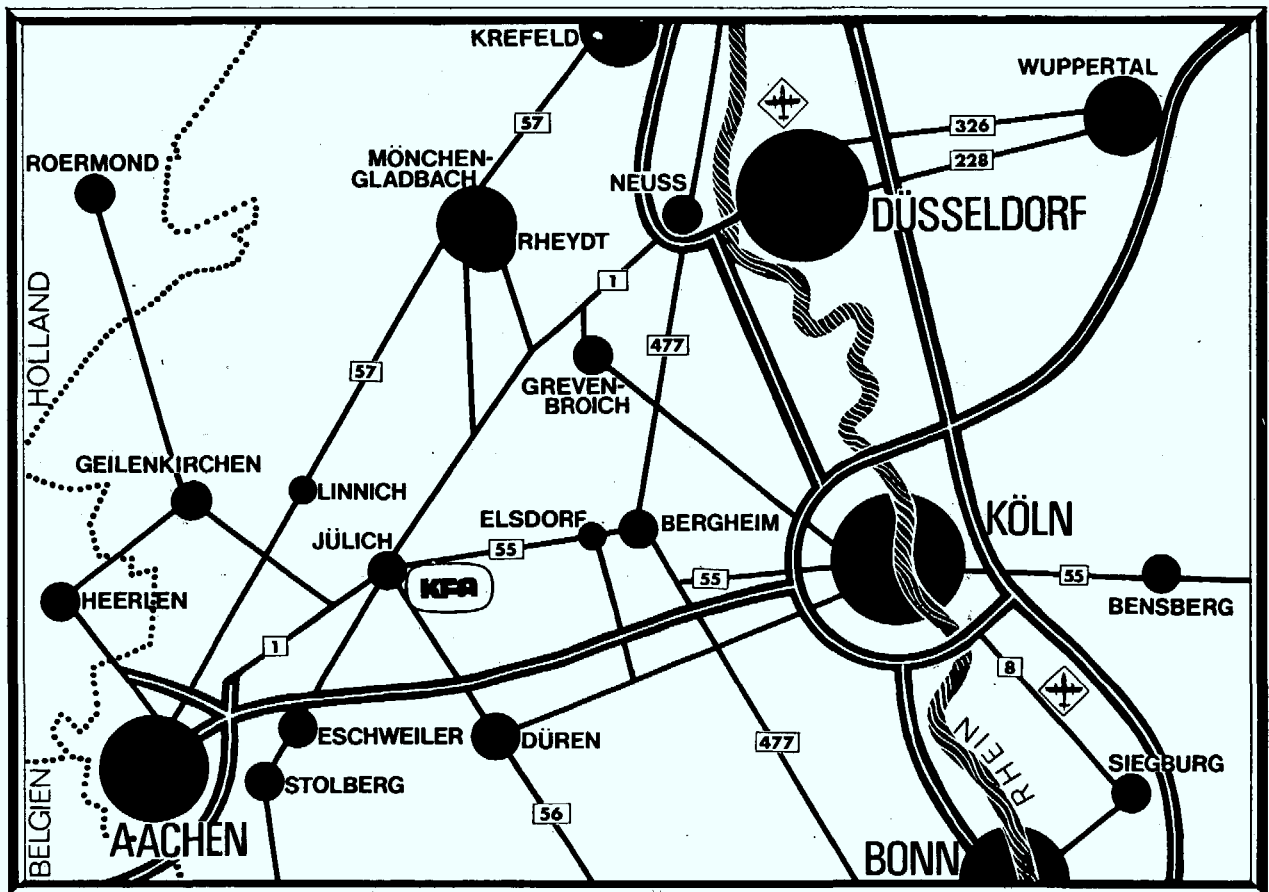
**Programmgruppe Systemforschung und
Technologische Entwicklung**

WASSERSTOFF
Rohstoff und Endenergieträger

von
H. G. Thissen

Jül - 1093 - SE
August 1974

Als Manuskript gedruckt



Berichte der Kernforschungsanlage Jülich - Nr. 1093

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung Jül - 1093 - SE

Dok.: Hydrogen - Engineering Aspect

Hydrogen - Economic Aspect

Hydrogen - Energetic Aspect

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

WASSERSTOFF

Rohstoff und Endenergieträger

von
H.G. Thissen

D 82 (Diss. T. H. Aachen)

ABSTRACT

An essential fact to keep up the economic power of high industrialized countries is the providing of low-cost energy for heating purposes in the private and industrial areas. Because of the limited resources of oil and natural gas, latest developments permit to transform nuclear energy into a gas ready for distribution on short and long distances. High-temperature reactors especially of the pebble-bed type, characterized by high out-let temperatures, are likely to use nuclear energy for application in numerous different fields, and not for conversion into electric energy only.

The combination of nuclear power and fossil energy carriers, coal in general, is an economic way to produce low BTU gas and SNG. The gas can be distributed and used in already existing pipelines and burners. On the long sight one takes effort in making no longer use of fossil reserves; thermic water-splitting in multi-stage processes using high-temperature reactor heat is a good alternative to produce hydrogen as a highly clean final energy carrier, thus meeting the wishes of environmental protection.

It is the aim of this study to evaluate the technical, economic, and ecologic aspects of the energetic application of hydrogen. Pipe-depending energy carriers are considered with regard to their distribution and application in the fields of energy for municipal, residential, and commercial uses. The potential of hydrogen for uses in the field of chemistry as well as iron and steel industry is estimated by an analysis of basic processes.

KURZFASSUNG

Ein wesentlicher Faktor zur Aufrechterhaltung der Wirtschaft hochindustrialisierter Staaten ist die kostengünstige Versorgung mit Wärme zu Heizzwecken und zur Prozeßunterfeuerung. Auf Grund absehbarer Vorräte der Primärenergien Öl und Erdgas ist man bestrebt, kostengünstige Kernwärme verteilbar zu machen. Für Hochtemperaturreaktoren, speziell für Kugelhaufenreaktoren, bietet sich auf Grund der hohen Ausgangstemperaturen die Möglichkeit, Kernenergie anders als über den energetisch weniger günstigen Prozeß der Stromerzeugung zu nutzen.

Durch die Kombination von Reaktorwärme und fossilen Brennstoffen, insbesondere Kohle, kann ein Stadtgas bzw. Methangasersatz geschaffen werden, dessen Verteilung und Verwendung in bestehenden Anlagen erfolgen kann. Langfristig ist man bemüht, sich vollständig vom Vorhandensein fossiler Brennstoffe zu lösen. Mit Hilfe der thermischen Wasserspaltung in Mehrstufenprozessen unter Einkopplung hochtemperaturiger Reaktorwärme ist man in der Lage, Wasserstoff als vollkommen umweltneutralen Endenergieträger zu gewinnen.

Diese Arbeit versucht, die technischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkte der energietechnischen Nutzung von Wasserstoff im Bereich der Verteilung und Verwendung in Industrie, Haushalt und Kraftwirtschaft im Vergleich zu anderen leitungsgebundenen Endenergieträgern zu erfassen. Darüber hinaus wird an Hand vergleichender Prozeßuntersuchungen das mögliche Einsatzpotential von Wasserstoff für nichtenergetische Zwecke im Bereich der Chemie, Mineralölwirtschaft und der Eisenhüttenindustrie bestimmt.

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
EINLEITUNG	1
1 DIE ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHES IN DER BRD	3
1.1 Die Entwicklung des Primärenergieverbrauches	3
1.2 Die Entwicklung der Endenergie	4
1.3 Die Verdichtungsräume	5
1.4 Die Umweltbelastung	9
1.4.1 Lokale Schadstofffreisetzungen	9
1.4.2 Die Auswirkung sauberer Endenergieträger	11
1.4.3 Die Gasversorgung	12
1.5 Das langfristige Gasangebot	14
2 AUF KERNENERGIE BASIERENDE ENDENERGIETRÄGER	18
2.1 Die fossilen Energieträger	18
2.2 Die Uranversorgung	18
2.3 Der Einsatz des Hochtemperaturreaktors	20
2.3.1 Die Möglichkeiten der Kohlevergasung	22
2.3.1.1 Die Braunkohlevergasung zu Methan	23
2.3.1.2 Die Steinkohlevergasung	24
2.3.2 Die thermische Wasserspaltung	27
2.3.2.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zur Wasserspaltung	29
2.3.2.2 Das Wasserstoffsystm	32
2.3.2.3 Die ökologische Auswirkung der Wasserstofftechnologie	33
3 DIE MÖGLICHKEITEN DER WASSERSTOFFVERTEILUNG	36
3.1 Die Wasserstoffdiffusion und Rohrauswahl	36
3.1.1 Sauerstoffleitungen	37
3.1.2 Die Fortleitung in Rohren	38
3.1.3 Verdichteranlagen	41
3.1.4 Die Wirtschaftlichkeit der Gasfortleitung	42
3.1.4.1 Die Rohrleitungen	42
3.1.4.2 Verdichteranlagen	45
3.1.4.3 Vergleichende Wirtschaftlichkeit einer Energiefernübertragung	45
3.2 Die Gasbevorratung	47
3.2.1 Vergleich von konventionellen Speicherverfahren	50
3.2.1.1 Kurzzeitspeicher	50
3.2.1.2 Die jahreszeitliche Speicherung	51
3.2.1.3 Die Gasverflüssigung	52
3.2.1.4 Wasserstoffverflüssigung	54
3.3 Transport und Speicherung von Wasserstoff in Form von Ammoniak	56
3.3.1 Die Synthese von Ammoniak	56
3.3.2 Die Zersetzung von Ammoniak	58
3.3.3 Die Fortleitung von Ammoniak	66
3.3.4 Die Ammoniakspeicherung	61

	Seite
4 DIE ENERGETISCHE VERWENDUNG VON WASSERSTOFF	64
4.1 Die Kenngrößen der Verbrennung	64
4.1.1 Die Brenneigenschaften	65
4.1.2 Das Brennverhalten	67
4.2 Katalytische Brenner	68
4.2.1 Katalytische Materialien	69
4.2.2 Tieftemperaturbrenner	70
4.2.3 Hochtemperaturbrenner	71
4.3 Sicherheitsbedingungen für eine Wasserstoffverteilung	72
4.4 Die Nahverteilung von leitungsgebundenen Endenergieträgern	75
4.4.1 Die Aufteilung von Transportsystemen	75
4.4.1.1 Die Wasserstoffnahverteilung	75
4.4.1.2 Der Investitionsaufwand für elektrische Endverteilernetze	76
4.4.1.3 Die Verluste	80
4.4.1.4 Investitionsaufwand für Gasendverteilernetze	81
4.4.2 Investitionskontrolle anhand von Modellsiedlungen	83
4.4.2.1 Stromversorgung	84
4.4.2.2 Die Gasversorgung	85
4.4.3 Die Möglichkeiten einer Netzerweiterung	87
4.4.3.1 Erweiterungsmöglichkeiten elektrischer Netze	87
4.4.3.2 Gasnetze	88
4.4.4 Die Trassenbreiten	89
4.5 Fernwärme	92
4.5.1 Vergleich von dezentralen und zentralen Heizanlagen	93
4.5.2 Die Wärmeverteilungskosten	95
4.6 Wasserstoff zur Stromerzeugung	97
4.6.1 Der einfache Gasturbinenprozeß	98
4.6.2 Die Wasserstoff-Sauerstoff-Turbine	100
5 DER NICHTENERGETISCHE VERBRAUCH VON WASSERSTOFF	104
5.1 Die Ammoniakherstellung	106
5.2 Die Eisenverhüttung	107
5.3 Die Mineralölindustrie	110
5.3.1 Kurz- und mittelfristiger H ₂ -Bedarf	110
5.3.2 Entschwefelung	112
5.3.3 Substitute Natural Gas (SNG)	112
5.3.4 Prognose	113
5.3.5 Einsatz von Methanol	114
5.4 Langfristige Strategien	114
5.4.1 Treibstoffe und petrochemische Vorprodukte aus Kohlehydrieranlagen	115
5.4.2 Wasserstoff als Treibstoff	116
5.4.2.1 Hochdruckgas	117
5.4.2.2 Kohlenwasserstoffverbindungen	118
5.4.2.3 Intermetallische Verbindungen	118
5.4.2.4 Flüssiger Wasserstoff	119
5.5 Ausblick	119
6 DAS MODELL EINER WASSERSTOFFVERSORGUNG	121
6.1 Die Bevölkerungsentwicklung	121
6.2 Die Industrie	123

	Seite
6.2.1 Eisenschaffende Industrie	124
6.2.2 Chemieindustrie	125
6.2.3 Weiterverarbeitende Industrie	126
6.3 Der Elektrizitätsanteil	127
6.4 Das mögliche Potential für Wasserstoff	128
6.5 Der Aufbau eines Transportnetzes	129
 7 ZUSAMMENFASSUNG	 131
 LITERATURVERZEICHNIS	 134

EINLEITUNG

Der Energieverbrauch eines Landes steht in ursächlichem Zusammenhang mit der Industrialisierung. Mit steigendem Industrialisierungsgrad wachsen die Anforderungen bezüglich

1. Verfügbarkeit,
2. Sauberkeit,
3. guter Handhabungsmöglichkeit auf den Stufen des Ferntransportes, der Kleinverteilung und der Verwendung der eingesetzten Energie.

Die Verfügbarkeit gelangt zu immer größerer Bedeutung, je deutlicher sich die Energieabhängigkeit der Industriestaaten von politisch instabilen Ländern herausstellt. Infolge von Angebotsmonopolen können die Preise für den derzeit wichtigsten Energieträger Öl starker Willkür unterliegen.

Die Sauberkeit bzw. Umweltfreundlichkeit eines Brennstoffes stellt heute dort eine unabdingbare Forderung dar, wo sich durch Industrialisierung große Verdichtungsräume gebildet haben. Die Schadstoffe der Abgase erreichen dort unerlaubt hohen Konzentrationen.

Die gute Handhabung in Transport und Verteilung eines Energieträgers vermeidet Standortabhängigkeit und Wettbewerbsnachteile.

Die Einfachheit der Erschließung und Förderung eines Brennstoffes bestimmt im wesentlichen seinen Preis. Die Wettbewerbsfähigkeit des wichtigsten heimischen Energieträgers, der Kohle, wird durch die hohen Förderkosten begrenzt. Trotz großer Rationalisierungserfolge bestimmt der hohe Lohnkostenanteil (50 bis 60 %) die Teuerungsrate dieses Energieträgers.

Erdgas ist die Primär- und gleichzeitig die Endenergie, die derzeit am ehesten in der Lage ist, alle erwünschten Bedingungen zu erfüllen. Der Anteil dieser Energie bleibt jedoch auf Grund der beschränkten Vorkommnisse begrenzt.

Mittels hochtemperaturiger nuklearer Prozeßwärme bestehen zwei Möglichkeiten, den Wärmemarkt mit Brenngasen zu versorgen:

1. Die Schaffung eines Methanersatzes durch die Vergasung bzw. Hydrierung fossiler Brennstoffe.
2. Die thermische Spaltung von Wasser zur Erzeugung von Wasserstoff zu energetischen und chemischen Zwecken.

Das erste Konzept bietet die Möglichkeit, das limitierte Naturgasangebot zu erweitern bzw. in Zukunft zu stabilisieren.

Das zweite Konzept, die Wasserstoffherstellung, bedingt andere Voraussetzungen zur energetischen Verwendung in Verteilung und Verwendung. Es ermöglicht jedoch, die Energie großer Hochtemperaturreaktoreinheiten, standortunabhängig von jedem fossilen Einsatzstoff, großflächig zu verteilen.

Das Ziel dieser Untersuchung ist es, die Voraussetzungen für eine solche Versorgung im Bereich der Verteilung und Verwendung zu erarbeiten und einen technischen und wirtschaftlichen Vergleich zu anderen leitungsgebundenen Endenergieträgern (Elektrizität, Naturgas) zu erstellen.

1 DIE ENTWICKLUNG DES ENERGIEVERBRAUCHES IN DER BRD

1.1 Die Entwicklung des Primärenergieverbrauches

Der derzeitige Energiemarkt der BRD wird zu 95 % durch fossile Energieträger gedeckt. Unter der Annahme einer mittleren Zuwachsrates von 3 % pro Jahr wird der Verbrauch an Primärenergie von 370 Mio tSKE im Jahre 1973 auf ca. 800 Mio tSKE im Jahre 2000 angewachsen sein /1,2/.

Nach bisherigen Prognosen wird der Energiemarkt dann so strukturiert sein, daß 44 % des Primärenergiebedarfs durch Kernenergie gedeckt werden, davon werden allein 40 % zur Stromerzeugung eingesetzt. Der restliche Bedarf wird nach bisherigen Vorstellungen vornehmlich durch Erdöl (90 %) gedeckt, während die Energieträger Erdgas, Braunkohle und Steinkohle nur noch mit 17 % an der Gesamtversorgung beteiligt sind (Abb. 1).

Die Veränderungen auf dem Mineralölmarkt werden, wie später erläutert, zu einem verstärktem Einsatz der Prozesswärme führen.

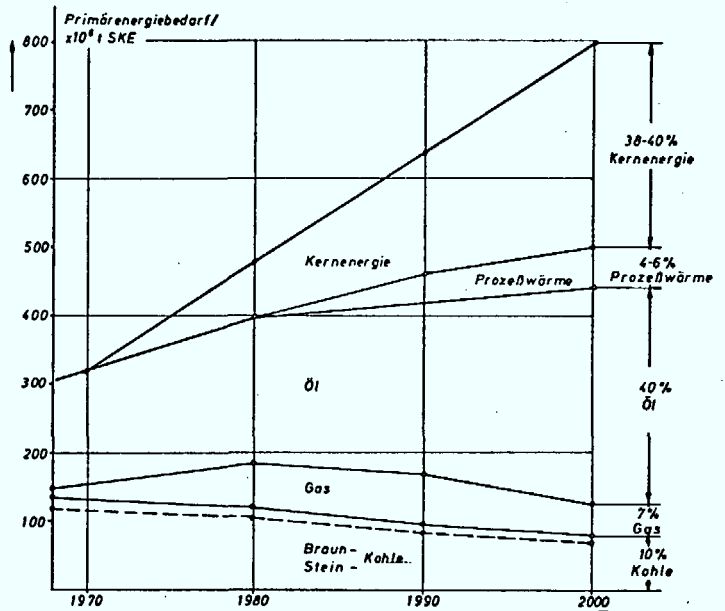


Abb. 1: PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IN DER BRD

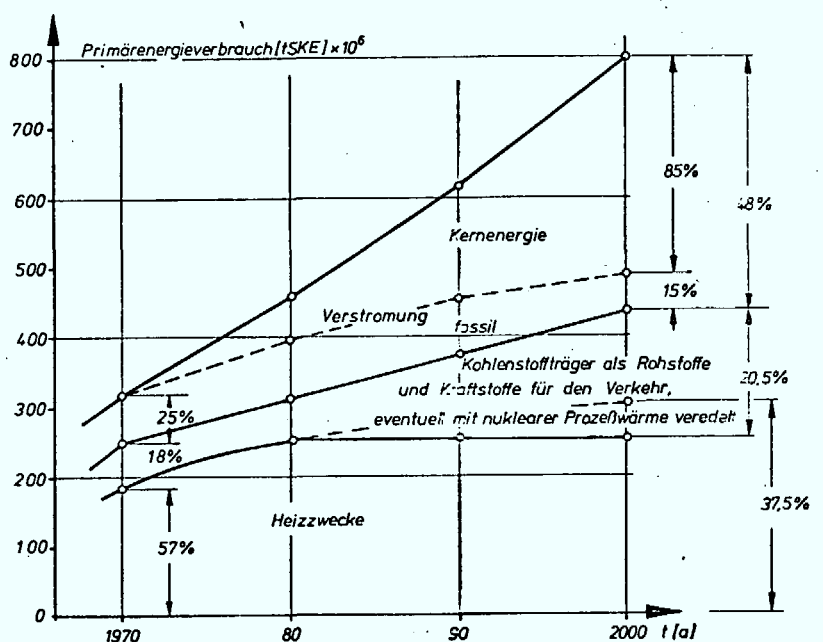


Abb. 2: DER MÖGLICHE EINFLUSS DER NUKLEAREN PROZESSWÄRME

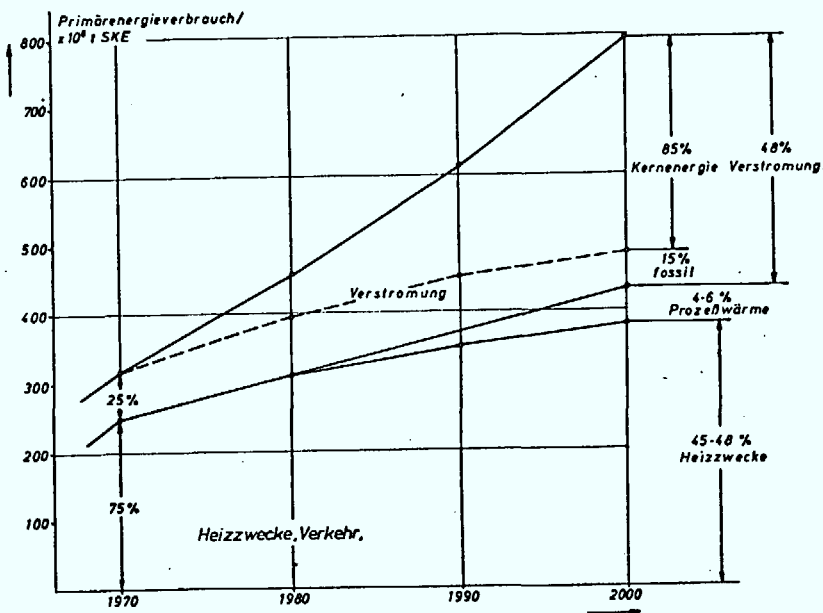


Abb. 3: Der Anteil der Verstromung an dem Primärenergieverbrauch

Während 1970 25 % der Primärenergie in elektrische Energie umgewandelt wurden, muß bei einer jährlichen Zuwachsrate von 6 - 7 % des Elektrizitätsverbrauches 48 % der Primärenergie im Jahre 2000 verstromt werden. Hierbei übernimmt die Kernenergie einen Anteil von 85 % /3/.

1.2 Die Entwicklung der Endenergie

Die mittlere Steigerungsrate des Endenergieverbrauches beträgt 2,6 %/a. Ausgehend von 240 Mio tSKE im Jahre 1970 wird der Endenergieverbrauch im Jahre 2000 580 Mio tSKE betragen. Der Anteil der privaten Haushalte und des Gewerbes nimmt gegenüber dem Industrieverbrauch zu (Abb. 4). Die steigenden Haushalts- und Gewerbeverbräuche erklären sich durch zunehmenden Aufwand zu Heiz- und Klimatisierungszwecken und einem Anwachsen der Haushaltsautomation. Der relative Rückgang am Gesamtverbrauch im Bereich der Industrie ist das Ergebnis besserer Wärmenutzung in energieintensiven Prozessen.

Der größte Anteil der Endenergieverwendung bleibt weiterhin der Raumheizung und

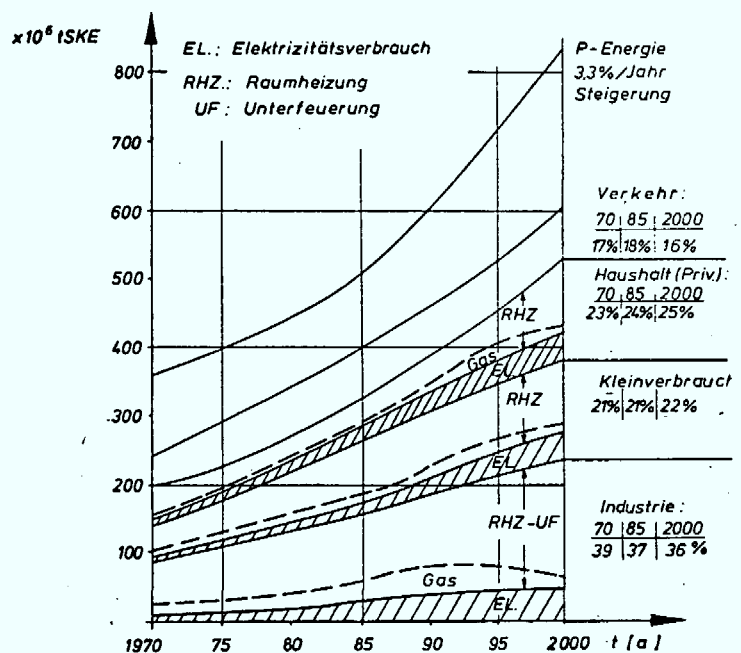


Abb. 4: Der Endenergieverbrauch in der BRD

der Unterfeuerung vorbehalten. Die Haushalte wendeten 1970 84,1 % der verbrauchten Energiemenge für Raumheizung auf. Durch die Zunahme von Elektrogeräten wird sich die Relation so ändern, daß langfristig 27 bis 30 % des Verbrauches für Nicht-Raumheizungszwecke verwendet werden /4,5/.

Die gleiche Tendenz ist beim Industrieverbrauch zu verzeichnen. Dort wird, abgeschätzt durch eine Extrapolation, der Wärme und Unterfeuerungsanteil von 88 % des Endenergieanteiles im Jahre 1970 auf 80 % im Jahre 2000 zurückgehen /6/.

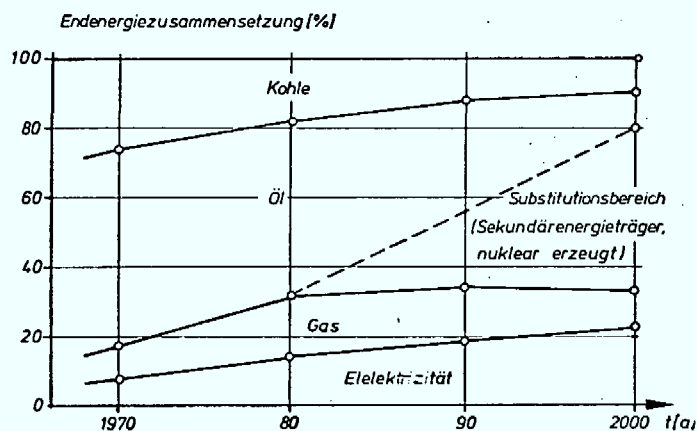


Abb. 5: DIE ENDENERGIEZUSAMMENSETZUNG

Die Endenergiezusammensetzung für stationäre Feuerungen und Antriebe wird sich so ändern, daß der Anteil der leitungsgebundenen Energieträger, Strom und Gas, steigt, während Öl und Kohle rückläufig sind. Ohne Eingriff der nuklearen Prozeßwärme werden aber absolut gesehen Öl und Kohle weiterhin annähernd 2/3 der benötigten Endenergie decken, während Strom und Gas als saubere Endenergieträger nur ca. 1/3 des Endenergieverbrauches decken werden.

1.3 Die Verdichtungsräume

Elektrizität und Gas gewinnen als komfortable und saubere Endenergieträger zunehmend an Bedeutung, besonders in Verdichtungsräumen, wo die Immissionskonzentrationen gesundheitsgefährdende Größenordnungen erreichen.

Im Bundesraumordnungsprogramm werden die Regionen als Verdichtungsräume gekennzeichnet, die bei hohem Produktionsniveau und einer starken Bevöl-

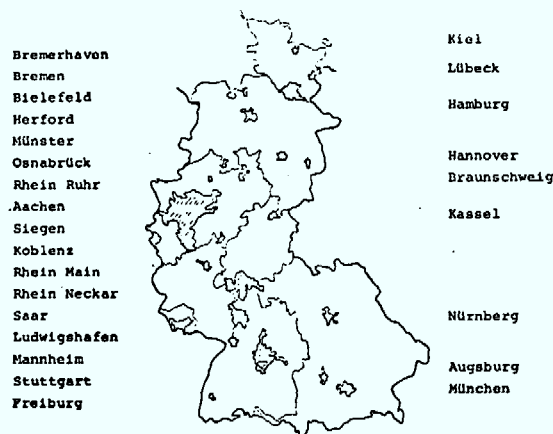


Abb. 6:
DIE IM RAUMORDNUNGSPROGRAMM DEFINIERTEN
VERDICHTUNGSRÄUME IN DER BRD

kerungskonzentration auf einer begrenzten Fläche Gefahr laufen, daß eine starke Beeinträchtigung der Umwelt als Folgeerscheinung auftreten kann /7/.

	Fläche 10 ³ km ²	Fläche der Verdichtungs- räume 10 ³ km ²	Anteil an der Landesfläche %	Landes- bevölkerung 10 ⁶ Pers.	Anteil der Bevöl- kerung in Verdich- tungsraum 10 ⁶ Pers.	Prozentualer Anteil der Bevölkerung %
N R W	34,05	6,98	20,5	17,13	10,96	63,8
Niedersachsen	51,5	1,67	3,2	9,5	3,73	39,3
Bremen - Hamburg	15,6	0,32	2,0	2,94	0,48	19,6
Schleswig-Holstein	19,8	0,78	3,9	3,65	1,05	29
Saarland	2,56	0,71	28	1,11	0,43	39
Hessen	21,11	1,75	8,3	5,38	1,92	35,6
Baden-Württemberg	35,74	2,63	7,3	9,05	3,34	37,9
Bayern	70,54	0,84	1,2	10,69	2,75	25,7
BUND	248,5	15,68	6,3	59,45	24,66	41,4

TABELLE 1
BEVÖLKERUNGSVERTEILUNG IN DER BRD
(ANTEIL DER VERDICHTUNGSRÄUME)

Es handelt sich um 24 Gebiete, deren größtes zusammenhängendes Gebiet der Rhein-Ruhr-Raum darstellt.

Nach dem derzeitigen Stand (1970/71) leben 41,4 % der Bevölkerung in diesen Gebieten,

die von ihrer Ausdehnung her nur 6,3 % der Fläche der Bundesrepublik ausmachen /8,9/.

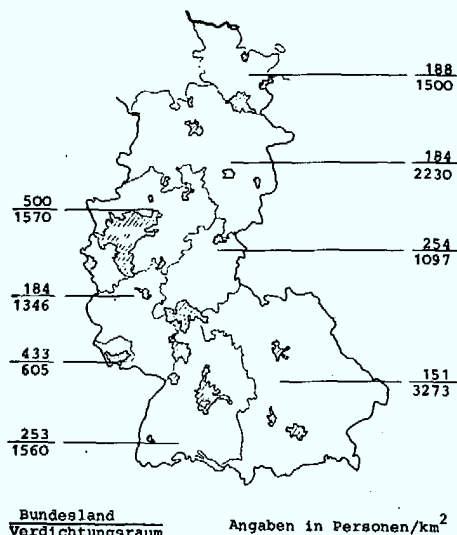


ABB. 7:
DIE BEVÖLKERUNGSDICHTE IN DEN BUNDESLÄNDERN
UND DEN VERDICHTUNGSRÄUMEN (ANGABEN 1970)

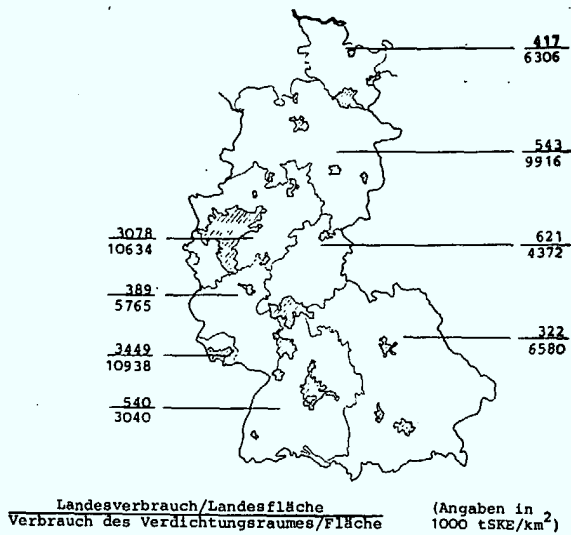


ABB. 8:
DER ENERGIEVERBRAUCH DER HAUSHALTE, KLEINVERBRAUCHER,
INDUSTRIE EINSCHLIESSLICH INDUSTRIELLER KRAFTWERKE BE-
ZOGEN AUF DIE FLÄCHE (WERTE 1970/71)

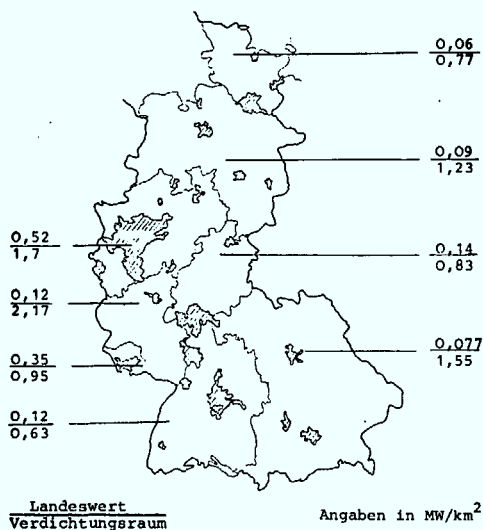
Die Bevölkerungsverdichtung der Ballungsräume (Personen/km²) bewegt sich in Relation zu der Bevölkerungsdichte der einzelnen Bundesländer zwischen 1 : 3 und 1 : 20 (Abb. 7).

Der Energieverbrauch dieser Gebiete liegt weit über dem normalen Landesdurchschnitt. Auf 6,3 % der Landesfläche werden durch die Verbrauchergruppen Haus-

halt, Gewerbe, Industrie einschließlich Industriekraftwerke 60 % der insgesamt für diese Gruppen zur Verfügung stehenden Energie verbraucht (Tab. 2 und 3). Die ermittelten Werte gelten für das Jahr 1970 /10-33/.

Die Verbrauchsdichten ($tSKE/km^2$) der Energieverwendung unterscheiden sich entsprechend dem Industrialisierungsgrad der einzelnen Bundesländer. Die Stadtstaaten Hamburg und Bremen werden bei dieser Betrachtung als Verdichtungsräume innerhalb Niedersachsens angesehen. Die Unterschiede in den Verbrauchsdichten treten besonders bei großflächigen, wenig industrialisierten Bundesländern wie Niedersachsen und Bayern hervor. Dort beträgt das Verhältnis der flächenbezogenen Energiejahresverbräuche zwischen dem Bundesland und den zugehörigen Verdichtungsräumen 1 : 15 bis 1 : 20. In den höher industrialisierten und bevölkerungsreicheren Bundesländern, z.B. Nordrhein-Westfalen, dem Saarland und Baden-Württemberg dagegen 1 : 3 bis 1 : 6.

Der Elektrizitätsverbrauch konzentriert sich zu über 50 % auf die Verdichtungsräume (Tab. 2 und 3). Die gesamte installierte Leistung betrug 1970 39.000 MW /34/. Dies entspricht einem auf die Fläche der Bundesrepublik bezogenen Leistungsbedarf von $0,2 MW/km^2$. Dem bisherigen Trend zufolge tritt eine Verdopplung des Leistungsbedarfes im Zeitraum von knapp 10 Jahren auf, so daß 1980 0,4, 1990 0,8 und im Jahre 2000 $1,6 MW/km^2$ als mittlere Leistungsdichte zu erwarten sind. Die Leistungsdichten in den Verdichtungsräumen liegen dagegen je nach Bundesland bis um den Faktor 10 höher, in Stadtkernen sogar bis zu 100 - 400 MW/km^2 /35/.



Wenn die Steigerungsraten in der Nachfrage nach Elektrizität in dem bisherigen Maße zunehmen, ist z.B. für den größten Verdichtungsraum, das Rhein-Ruhr-Gebiet, ein Leistungsbedarf von $13,6 MW/km^2$ zu erwarten.

Die Kraftwerke sind in ihren Standorten verbraucherorientiert. Das Beispiel des Rhein-Ruhr-Gebietes zeigt, daß die derzeitig dort benötigte Leistung von 12 GW zum großen Teil auch innerhalb dieses Raumes installiert ist (Abb. 10).

ABB. 9:
DIE FLÄCHENBEZOGENE ELEKTRISCHE LEISTUNGSDICHTE/
 MW/km^2

LÄNDER	1 Strom	2 Erdgas	3 Stadtgas	4 Heizöl	5 Steinkohle	6 Koks	7 B-Kohle	Summe 1 - 7	8 Summe 1 - 3	9 1 - 3								
N R W	2829	1495	1026	11797	2850	6290	5530	31817	5350	16,8								
VR +	1837	64,7	1272	87,1	800	77,9	7754	65,4	1849	64,7	4426	69,9	3596	64,7	21570	67	3945	18,2
Niedersachsen	1414	783	578	7700	1000	1600	1200	14275	2775	19,4								
Bremen	609	42,8	440	56	396	63,8	2769	35,4	494,7	49,4	1222	75,2	1071	89,2	7001	49	1445	20,6
Hamburg	344	65,3	76,7	1850	250	300	350	3236	486	15								
VR	72	20,9	63,2	95,3	49,7	64,7	383	20,7	69	27,6	167	55,6	149	42,5	952	29	184	19,3
Schleswig-Holstein	369	126	247	2340	128	60,9	171	3441	742	21,5								
VR	129,2	34,9	71,2	56,3	96,8	39	741	31	40,8	31,7	21,5	35,2	51,3	29,8	1149	33	296	25,7
Rheinland-Pfalz	159	3,6	98,4	883	94,9	44,8	26	1307	260	19,8								
VR	66,5	41,1	82,9	84,2	324	38,8	35	36,8	18	42,1	12,4	47,6	537	41	149	27,7		
Hessen	787	572	96	4676	253	126	309	6819	1455	21,3								
VR	281	36,3	511	89,4	85,9	89,4	1608	34,1	77	30,4	45	36,4	108	35,2	2715	40	877	32,3
Baden-Württemberg	1146	705	7866	427	203	520	10867	1851	17									
VR	492,3	42,8	561	79,5	2719	34,5	159	37,2	73,6	36,1	266	50,7	4270	39	1053	24		
Bayern	1390	302	407	10250	590	260	810	14009	2099	14,9								
VR	405	28,9	147	48,7	135	33,4	2463	23,8	134	22,6	62	24	159	19,6	3505	25	687	19,6
LÄNDER SUMME	8438	4052	2528	47362	5592	8883	8916	85735	15072	17,5								
Summe der versch. Räume	3891	46	3065	75,6	1643	65	18761	39,6	2857	51	6034	68	5412	60,6	41672	48,6	8599	20,6

VR = Verdichtungsräume

TABELLE 2
ENDENERGIEVERBRAUCH
HAUSHALTE, KLEINVERBRAUCHER IN VERDICHTUNGSZENTREN (10³ tSKE)

VERBRAUCH DER HAUSHALTE, KLEINVERBRAUCHER, INDUSTRIE einschl. INDUSTRIELLER KRAFTWIRTSCHAFT (10 ³ tSKE) 1970																		
Länder	1 Strom	2 Erdgas	3 Stadtgas	4 Heizöl L + S	5 Steinkohle L + S	6 Koks	7 B-Kohle	Summe 1 - 7	Summe 1 - 3	1 - 3 1 - 7								
N R W Verd.-Raum ⁺	10944 7371	67 7117	88 6220	96 16889	50 13827	61 18733	86 4073	57 104812 74230	71 25464 10709	24 27								
Niedersachsen Bremen, Hamburg Verd.-Raum	3052 1264	41 1639	37 641	67 8973	71 1767	44 1305	67 1071	89 27969 16560	59 8842 3544	31 16								
Schleswig-Holstein Verd.-Raum	574 151	26 117	70 93	59 1085	31 256	39 167	55 149	42 2018	31 895 361	13 17								
Rheinland-Pfalz Verd.-Raum	1555 1041	66 265	27 149	38 387	38 3167 2070	61 870	84 182 41	22 204 61	30 7705 4497	58 2928 1455	32 38							
Saarland Verd.-Raum	557 415	74 95	92 785	95 1158	63 1613	92 3744 1743	26 3688	98 12	47 8831 7766	88 1481 1295	16 16							
Hessen Verd.-Raum	1830 893	49 1485	78 91	82 8139 4305	53 555 932	58 154 350	97 443 195	44 13123 7651	58 3832 2469	32 29								
Baden-Württemberg Verd.-Raum	2781 1018	36 634	69 38	37 13529 5352	39 1011 519	51 447 162	36 534 274	51 19324 7997	41 3803 1690	19 21								
Bayern Verd.-Raum	3350 802	24 456	36 285	39 15080 3332	22 1290 432	33 260 62	24 810 159	20 22772 5528	24 5332 1543	23 27								
SUMME Länderverbr.	24643	17827	10706	85644	32890	28742	10707	211055	52631	24								
SUMME Verd.-Räume	12804	41	11808	66	8302	77	43046	50	19616	59	24508	85	5994	55	126247	60	33065	26
SUMME der Haushalte in Verd.-R.	3891	30	3065	26	1643	20	18761	43	2857	14	6034	24	5412	90	41672	33	8599	26

*Verdichtungsraum

TABELLE 3:
ENDENERGIEVERBRAUCH IN VERDICHTUNGSRÄUMEN

Darin sind nicht die 5,5 GW Leistung der benachbarten Braunkohlekraftwerke enthalten /36/. Gleiche Verhältnisse gelten für die übrigen Verdichtungsräume.

Die Austauschleistungen zwischen den einzelnen Bundesländern sind gering und liegen nur bei etwa 10 % der gesamten be-

reitgestellten Leistung /34/. Nimmt man an, daß aus Gründen der Wirtschaftlichkeit bei der Verteilung die verbrauchernahe Stromerzeugung beibehalten wird, dann ergeben sich für die Zukunft große Standort- und Abwärmeprobleme. Ausgehend von einer Engpaßleistung der industriellen und öffentlichen Kraftwerke von 39 GW im Jahre 1970 wird bei einer jährlichen Zunahme des Elektrizitätsverbrauches von 7,18 % (Verdopplung in 10 Jahren) im Jahre 2000 312 GW an Kraftwerksleistung benötigt. Dies bedeutet einen Zubau von 273 GW, die bei weiterem Wachstum der Verdichtungsräume zu etwa 70 % diesen zugeordnet werden müssen. Die daraus resultierenden Standortprobleme zeigen, daß eine verbrauchernahe Elektrizitätserzeugung nicht beibehalten werden kann.

1.4 Die Umweltbelastung

Die Welt um uns besteht aus vier Regionen:

- die Biosphäre,
- die Atmosphäre,
- die Hydrosphäre,
- die Lithosphäre.

Zwischen ihnen bestehen natürliche Zusammenhänge, wechselseitige Stoff- und Wärmetransporte, chemische Reaktionen, die insgesamt und auch im kleinen Bereich ausgewogen bleiben, solange menschliche Eingriffe ein bestimmtes Maß nicht überschreiten.

Hierbei können erhöhte Schadstoff- und Wärmefreisetzungen, wie es in Verdichtungsräumen üblich ist, zu zeitweiligen oder auch langfristigen lokalen Schäden führen. Ein weltweiter steigender Verbrauch an fossilen Energieträgern kann dagegen zu langfristigen globalen Schäden führen.

1.4.1 Lokale Schadstofffreisetzungen

Die bei der Verbrennung auftretenden Emissionen sind abhängig von der Zusammensetzung des Brennstoffes und von der Art des Verbrennungsprozesses.

Aufbauend auf der Erfassung des lokalen Energieverbrauches nach Tab. 2 und 3 läßt sich mit gemittelten spezifischen Emissionswerten nach Tab. 6 eine räum-

LAND	CO %		SO ₂ %		NO ₂ %		C _N H _M %		Feststoffe %		Summe der Emissionen %	
NRW	2555		1494		643		37		231		4960	
Verdichtungsraum	1590	62,2	998	66	412	64	26	70	155	67	3728	75
Niedersachsen	289		492		152		10,5		54		999	
Bremen												
Hamburg	194	67	297	60	66	43	6	57	33,4	61	594	60
Verdichtungsraum												
Schleswig-Holstein	70		73,5		18,5		2,6		13		178	
Verdichtungsraum	35	50	27	36	10	55	1,23	47	4,7	36	78	44
Rheinland-Pfalz	27,5		124		53		2		12,5		217	
Verdichtungsraum	7,22	26	75,5	60	27,4	51	1	50	5,3	42	116	53
Saarland	391		144		51		1,3		14		600	
Verdichtungsraum	383	97	131	91	42	82	0,91	70	12,1	86	570	95
Hessen	67		139		73,6		3,1		17,5		301	
Verdichtungsraum	42,6	63	89	64	37	50,2	1,2	38	7,6	43	177	59
Baden-Württemberg	72		220		105		5,33		27,6		430	
Verdichtungsraum	27,7	38	96,6	43	41,8	39,8	2,1	39,3	12,3	44,5	181	42
Bayern	96,7		250		120,6		7,31		38,1		514	
Verdichtungsraum	29,2	30	55,3	22	28	23	1,67	22,8	8,55	22	122	23,7
Σ Länder	3568		2908		1217		69,5		408		8196	
Σ Verdichtungsraum	2847	79,7	1768	60,7	674	82	40,16	57	239	58	5568	68
Anteil der Haushalte am Verdichtungsraum	9281		512		247		28,5		155		1870	

TABELLE 4

DIE EMISSIONEN EINZELNER VERBRAUCHERGRUPPEN IN DEN VERDICHTUNGSRÄUMEN /10³ to/a/

liche Verteilung der Emissionen für das Jahr 1970 angeben (Tab. 4, Abb. 11). Wie zu erwarten, werden die Verdichtungsräume entsprechend ihrem Anteil am Energieverbrauch durch die Verbrauchergruppen Haushalt, Gewerbe und Industrie mit 68 % der Emissionen beaufschlagt. Die Flächendichte des Schadstoffauswurfes für diese Verbrauchergruppen beträgt für das Jahr 1970 für die BRD 33,04 t/km² Jahr, für die Verdichtungsräume 356 t/km² Jahr, also den Faktor 10 bis 11 mehr.

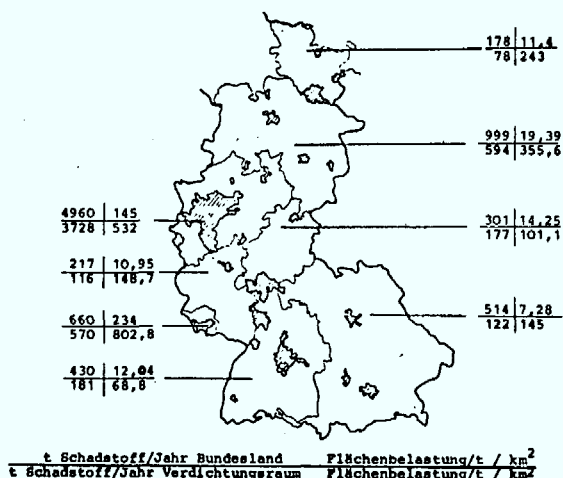


ABB. 11:
SCHADSTOFFEMISSIONEN DER HAUSHALTE, KLEINVERBRAUCHER UND INDUSTRIE (T/JAHR)

Die Haushalte sind mit 30 % an den Emissionen beteiligt. Die Schadstoffemissionen der Industrie können durch Abgasfilter und Schornsteinhöhen so reguliert werden, daß die Immissionen in erträglichen Bereichen bleiben. Die Emissionen in Wohngebieten sind jedoch aufgrund der niedrigen Schornsteinhöhen der Wohnhäuser annähernd mit Immissionen gleichzusetzen.

Übereinstimmendergaben viele Immissionsmessungen in Städten, daß im Winter 75 bis 81 % der SO_2 -Immissionen durch die Heiztätigkeit bedingt sind. In Bremen und Köln z.B., war bei einer Inversionsuntergrenze von 100 m der Hausbrand zu 66 % an der gesamten Immission bestimmter Orte beteiligt /38/. Es besteht ein statistisch gut gesicherter Zusammenhang zwischen der SO_2 -Immission und der Lufttemperatur. Die Ergebnisse verschiedener Regressionsanalysen enthält Tabelle 5.

Ort	Anzahl der Meßstellen	Regressionsgleichung
Karlsruhe	1	$C = 0,013 (25 - t_m) \bar{u} - 1/2$
München	16	$C = 0,26 \exp (-0,0487 t_m)$
Frankfurt	1	$C = -0,012 t_m + 0,218$
Mannheim	1	$C = -0,0012 t - 0,009 + 0,128$
Gelsenkirchen	1	$C = -0,0069 t - 0,009 + 0,282$

C = SO_2 -Konzentration in mg/m^3

t_m t_{max} = mittlere bzw. maximale Lufttemperatur ($^{\circ}\text{C}$)

$\bar{u}$ = Windgeschwindigkeit (m/sec)

TABELLE 5
SCHWEFELDIOXID-IMMISSION
IN ABHÄNGIGKEIT VON LUFTTEMPERATUR UND WINDGESCHWINDIGKEIT /39,40/

Danach nimmt im Mittel die Immission um etwa $0,01 \text{ mg/Nm}^3$ je Grad Temperaturerniedrigung zu.

1.4.2 Die Auswirkung sauberer Endenergieträger

Den Schädigungen in Wohngebieten durch Schadstoffausstoß kann nur durch Versorgung mit sauberen Endenergieträgern begegnet werden. Die Elektrizität ist der sauberste Endenergieträger, Naturgas kommt den Forderungen an eine saubere Verbrennung sehr nahe. Der verstärkte Einsatz der Elektrizität zu Heizzwecken ist jedoch wegen der Standortproblematik der Kraftwerke und wegen der anfallenden Abwärme bei der Erzeugung schwer zu realisieren.

Schadstoff g/GJ	Kleinf Feuerungen			Großfeuerungen	
	Erdgas	Heizöl	EL Koks	Erdgas	Heizöl S
SO_2	4	210	710	4	810
NO_2	20	35	2	160	350
CO	100	200	2500		0,1
B CHO	3	10	-		2
Staub*	7	25	45	5	40

* Staub, Ruß, Flugkoks /38,41/

TABELLE 6
SCHADSTOFFAUSWURF BEI KLEIN- UND GROSSFEUERUNGEN

Innerhalb der Verdichtungsräume wird dem jetzigen Trend zufolge mit einer jährlichen Nachfragesteigerung nach Elektrizität von über 8 % gerechnet, so daß im Jahre 2000 dort etwa die 10-fache Leistung im Vergleich zu 1970 bereitgestellt werden muß. Legt man die Werte aus Tab. 3 zugrunde und nimmt man an, daß das Prinzip der verbrauchernahen Stromerzeugung beibehalten wird,

dann ergeben sich die Abwärmemengen bei der Stromerzeugung aus Abb. 12. Für den Fall, daß diese Prognosewerte bezüglich der räumlichen Aufteilung erfüllt würden, bedeutet dies z.B. für Nordrhein-Westfalen im Jahre 2000 eine Flächenbelastung durch Abwärme von 10 MW/km^2 , für den Verdichtungsraum Rhein-Ruhr von 42 MW/km^2 . Diese Werte entsprechen 8,5 % bzw. 31 % der natürlichen Energie pro Flächeneinheit, die durch die Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche gebracht wird.

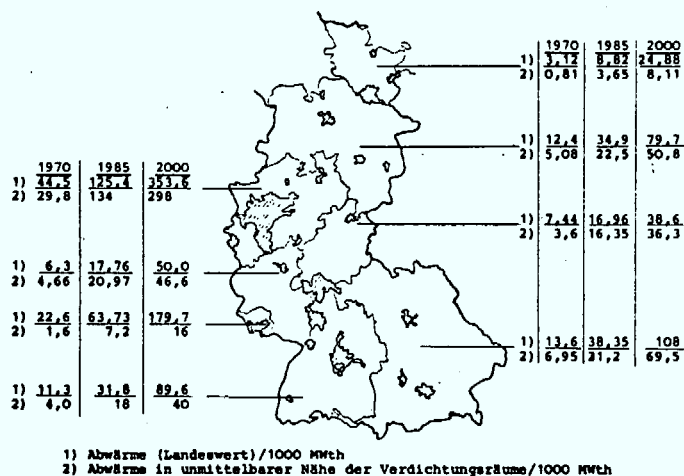


ABB. 12:
DIE ABWÄRME AUS KRAFTWERKEN

Wo die Grenze in der Abwärmefreisetzung liegt, ist schwer zu beurteilen. Sicher ist nur, daß große lokale Abwärmemengen zu Kleinklimata führen, die Umweltveränderungen befürchten lassen.

Der Verbrauch von elektrischer Energie ist daher auch in Zukunft auf die nicht substituierbaren Bereiche zu beschränken.

1.4.3 Die Gasversorgung

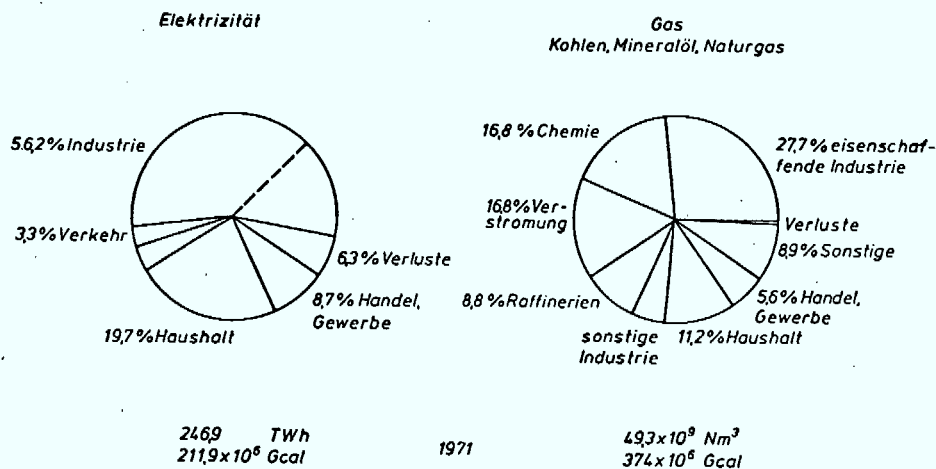
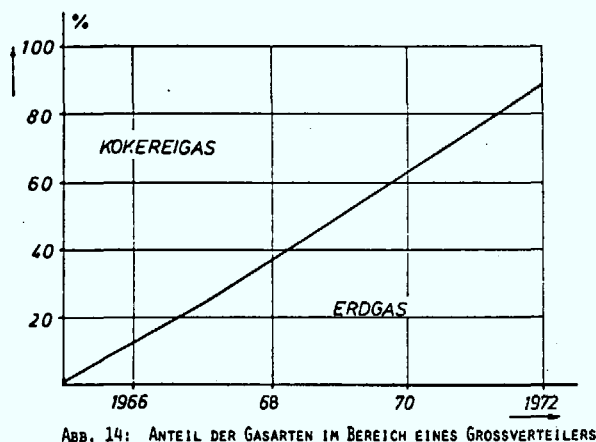


Abb. 13: 1971 ERZEUGTE ELEKTRIZITÄTS- UND GASMENGEN

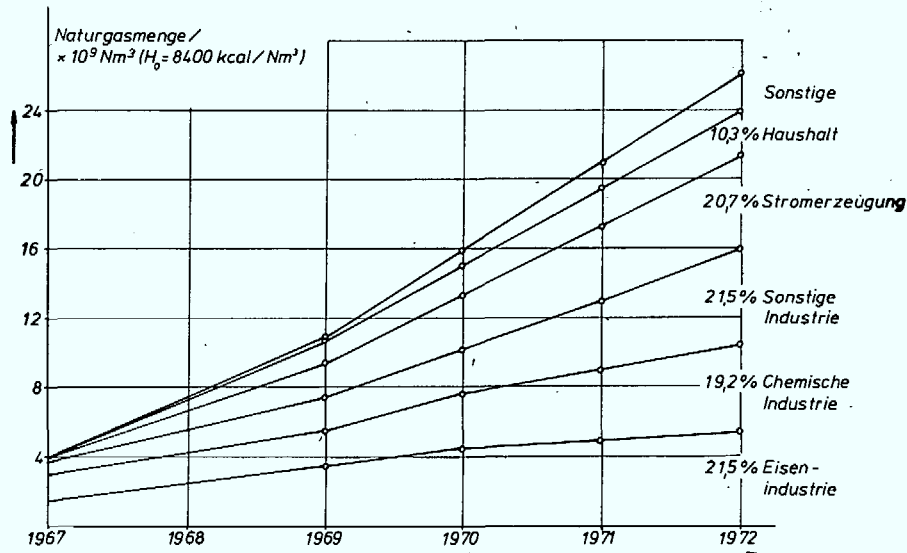
Mit Gasen werden derzeitig 10,5 % des Endenergieverbrauches gedeckt. Im Gegensatz zur Elektrizität werden jedoch nur 50 % des erzeugten Gases verteilt. Vornehmlich die Eisenschaffende Industrie und die Raffinerien verwenden 85 % des prozeßbedingten Abfallgases zur eigenen Unterfeuerung.



Die Gaswirtschaft befindet sich nahezu am Ende der Umstrukturierung von einer Kokereigas- in eine Erdgaswirtschaft. Im Bereich der Ortsgasversorgungsunternehmen steigt der Erdgasverbrauch bis zu 60 % jährlich, während der Kokereigasverbrauch im gleichen Zeitraum um 10 % zurückgeht. Insgesamt sind 75 % des 1971 verteilten Gases Erdgas.

An dem gesamten verteilten Gas sind die Verbrauchergruppen Handel und Gewerbe nur mit 16,8 % beteiligt. Mit Naturgas wird diese Verbrauchergruppe nur zu 12 % bedient.

Der größte Teil des Naturgases (61 %) wird durch die Eisenschaffende, die chemische Industrie und zur Verstromung genutzt.



Das verteilte Erdgas wird zu 66 % und das Kokereigas zu 77 % innerhalb der Verdichtungsräume verbraucht. In Nordrhein-Westfalen, das allein 46 % des Erdgases und 60 % des Kokereigases abnimmt, wird das Gas sogar zu 88 bzw. 96 % (Kokereigas) innerhalb des Rhein-Ruhr-Raumes verbraucht (Tab. 3).

Eine zusätzliche Versorgung der Wohngegenden in Verdichtungsräumen mit Gas ist nur so möglich, daß Gas aus Nicht-Verdichtungsräumen abgezogen wird oder aber der Industrie und der Verstromung entzogen wird.

Da der größte Teil des Gases schon in Verdichtungsräumen verbraucht wird, ist der erste Vorschlag nicht lohnenswert. Die industriellen Gasverbraucher liegen vorwiegend auch in Verdichtungsräumen, so daß ein Gasentzug dort andererseits zum Einsatz schadstoffemittierender Brennstoffe führt.

Lediglich das Verbot der Verstromung des Naturgases würde das Angebot an Gas für private Heizzwecke steigern können.

Eine wirksame Emissionsentlastung der Verdichtungsräume ohne die Anwendung dirigistischer Maßnahmen kann jedoch nur durch eine erhebliche Steigerung des Gasangebotes erreicht werden.

1.5 Das langfristige Gasangebot

Das eigene Naturgasangebot ist beschränkt, und Einfuhren werden zusätzlich durch das Bestreben anderer Industrieländer limitiert, ebenfalls möglichst viel saubere Energie zu importieren. Aus Abb. 16 wird deutlich, daß gerade die hochindustrialisierten Länder im Vergleich zu den Vorräten die höchsten Verbräuche aufweisen. Dies gilt besonders für die USA, wo, wie sich kürzlich herausstellte, durch eine kurz-sichtige Regierungspolitik die Naturgaspreise künstlich niedrig gehalten wurden, so daß einerseits eine nicht zu befriedigende Nachfrage entstand und andererseits aufgrund der schlechten Erlössituation kein Anreiz für die notwendige Explorationstätigkeit gegeben war /45/.

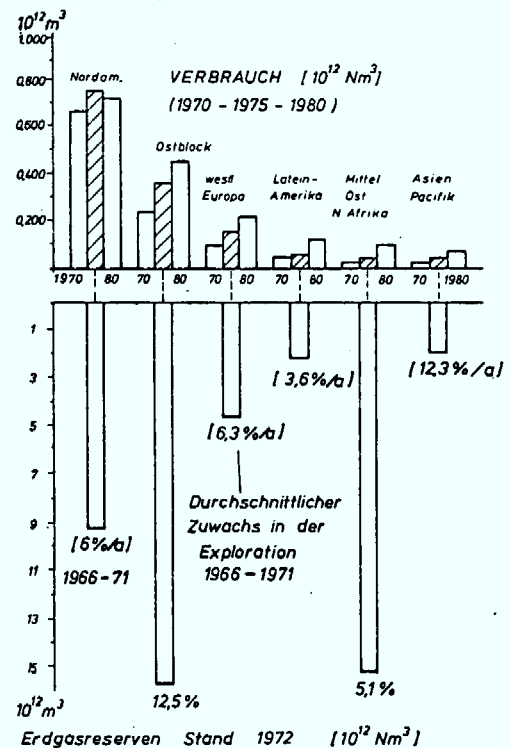


Abb. 16: ERDGASRESERVEN UND VERBRAUCH /43, 44/

Die eigenen sicheren Erdgasreserven liegen in der BRD bei $400 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$. Die vermuteten Reserven halten sich in engen Grenzen und liegen bei ca. 250 bis $300 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$, die in den nächsten 10 Jahren erschlossen werden könnten /46/. Die Eigen-

förderung der BRD wird daher $30 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3/\text{a}$ nicht wesentlich überschreiten können. Das entspricht 1985 einem Anteil von 5 % an der Primärenergie. Naturgas zu einem bedeutungsvollen Energieträger werden zu lassen, ist für die BRD nur über Einfuhren möglich. Tabelle 7 gibt eine Übersicht über die Lieferländer, Importquoten und die Vertragsdauern.

Aufgrund des hohen Kapitaleinsatzes sind die Vertragsdauern auf die Abschreibungszeit des Transportnetzes abgestimmt.

Zusätzliche Lieferungen sind nur noch aus den UdSSR, Nordafrika, den Festlandsockeln der Nordsee sowie neuerdings aus Persien zu erwarten.

Vertragspartner	Jahresabnahme 1970 10^9 Nm^3	Jahres- höchstabnahme 10^9 Nm^3	Jahr	Gesamtabnahme- menge 10^9 Nm^3	Vertragsdauer	Lieferland
Ruhrgas	1,49	8,0	1979	166	1993	Niederlande
Thyssen Gas	1,824	5,1	1977	105	1992	
VEW (NAM)		1,6	1976	27,5	1991	
VEV		3,16	1974	62	1992	
Gewerkschaft Brigitta		3,10	1976	50	1990	
DET	0,24	1,75	1976	29,5	1989	
EWE	0,191	1,10	1976	18	1995	
RWE		1,0	1975	15	1989	
Ruhrgas		7	1973	140	1993	UdSSR
GVS, Bayern Gas		7	1977	140	1997	Algerien
Ruhrgas		6,5	1980	130	1998	Nordsee-Holland
Ruhrgas		5	1979	100	1995	Norwegen

TABELLE 7
IMPORTVERTRÄGE FÜR ERDGAS /44, 47/

Die UdSSR verfügt über mehr als ein Drittel der Welterdgasreserven, von denen jedoch mehr als

60 % in Sibirien vermutet werden. Nur solange die Sowjet-Regierung gezwungen ist, zur Erstellung ausreichender Transportkapazitäten deutsche bzw. europäische Hilfe in Anspruch zu nehmen, ist zu vermuten, daß zusätzlich ähnliche Verträge über Röhrenlieferungen, die mit Gas bezahlt werden, zustande kommen.

Die Reserven der nordafrikanischen Staaten sind für zusätzliche Versorgungsanteile infrage gestellt, da die USA und Japan für die Sicherstellung ihrer Naturgasversorgung auf diese Gebiete zurückgreifen. Allein für die USA besteht ein voraussichtlicher Gasbedarf für das Jahr 1990 von $1100 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$. Davon sollen 69 % durch eigene Vorkommen, 10 % aus Kohlevergasungsanlagen und der Rest durch Einfuhren gedeckt werden /48/. Wenn die amerikanische Federal Power Commission ihre Zustimmung für alle Verträge über den Import von verflüssigtem Gas gibt, die ihm zur Zeit vorliegen, könnten die USA 1980 schon $40 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3$ Gas importieren. 60 % dieses Naturgases wird dann aus Algerien importiert, wo sich bereits heute die Amerikaner 25 % der gesamten Naturgasreserven des Landes gesichert haben.

Ein Flüssiggastransport, wie er zur Zeit für Gaslieferungen aus Persien erwogen wird, verteuert jedoch den Energiepreis erheblich (Abb. 17).

Als bisher aussichtsreichste Möglichkeit einer Erweiterung der Naturgaseinfuhr bietet sich der norwegische Anteil von 240 Mrd Nm^3 der Funde auf dem Nordseefestlandsockel an.

Für Norwegen sind diese Gasvorkommen kaum verwertbar, da es über kein Transportnetz verfügt und eine Verstromung aufgrund billiger Wasserkräfte nicht sinnvoll ist /49/.

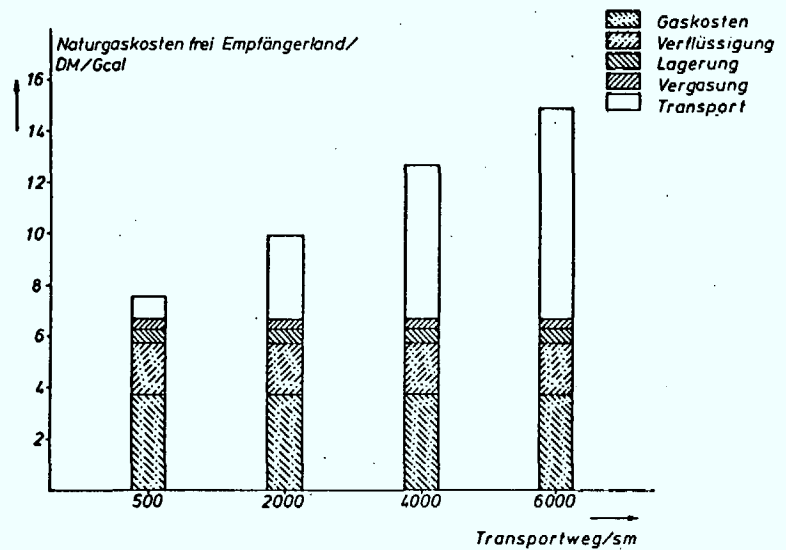


Abb. 17: Gesamtkosten für verflüssigtes Erdgas ($6 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3/\text{a}$) /49/

Die BRD konnte 1970 noch 73 % des Bedarfes aus eigenen und 27 % aus niederländischen Quellen decken. Aufgrund der angedeuteten Entwicklung wird es schon 1985 so sein, daß die Eigenerzeugung auf 38 % gesunken ist, jedoch die Importe aus Holland auf 38 %, aus der UdSSR, der Nordsee, Algerien und Libyen auf 24 % angewachsen sein werden.

Das Maximum der Gasverfügbarkeit wird somit nicht wesentlich über $85 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3/\text{a}$ für Mitte 1980 liegen und daher auch nur für einen begrenzten Zeitraum einen Anteil von 15-20 % an der Primärenergieversorgung erreichen können.

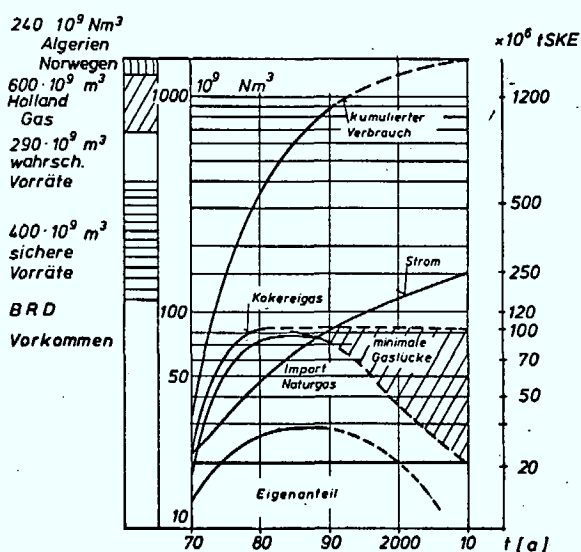


Abb. 18: Mögliche Gaslieferungen und deren Verbrauch in der BRD

In Abb. 18 wird nur der Anteil des Kokereigases berücksichtigt, der über Verteilergesellschaften dem Endverbraucher zugeführt wird. Es sei weiterhin vorausgesetzt, daß aufgrund der möglichen Umstellungen der Eisenschaffenden Industrie auf Direktreduktionsanlagen der Koksbedarf und damit die Kokereigaserzeugung ab Mitte der achtziger Jahre an Bedeutung verlieren wird.

Unter diesen Voraussetzungen kann die in Abb. 18 dargestellte Gaslücke auf-

treten, wenn ein Anstieg des Primärenergieverbrauches langfristig auf 3,3 % und der erwünschte Gasanteil an der Primärenergie auf mindestens 15 % festgesetzt wird.

Mit den eingangs vorausgesetzten Prognosewerten ist dann auch zu erkennen, daß ohne zusätzliche Gaslieferungen gegen Ende des Jahrhunderts umgerechnet auf das Wärmeäquivalent viermal soviel Strom wie Gas verteilt wird.

2 AUF KERNENERGIE BASIERENDE ENDENERGIETRÄGER

2.1 Die fossilen Energieträger

Für den zeitlichen Einsatz neuer Endenergien, die auf Kernenergiebasis beruhen, ist der Abbau der Weltreserven an fossilen Energieträgern maßgebend. Der zunehmende Abbau der Reserven zwingt zu ständig kostspieligeren Explorationsvorhaben. Darüber hinaus steigen die Kosten der Gewinnung.

Bei Erdgas und Erdöl werden die Förderkosten bei Übergang von Kontinental- auf Schelf- und Seebohrungen erheblich zunehmen, der Abbau von Kohle wird in Tiefen unter 1200 m ebenfalls aufwendiger.

Primärenergieträger	Maximaler nutzungsfähiger Vorrat 10^{12} Gcal	Kumulierter fossiler Primärenergieverbrauch 10^{12} Gcal	Durchschnittlicher Pro-Kopf-Verbrauch Gcal/Kopf	Durchschnittliches Wachstum der Weltbevölkerung 10^9 Pers.
Kohle	53,2	1870 - 1960: 1,3		1 - 3
Erdöl	5,18*	1960 - 2000: 4,2	20	3 - 6,5
Erdgas	2,17	2000 - 2030: 12	50	6,5 - 10
	61,08			

* einschließlich
Ölsand und Schiefer

TABELLE 8
DIE VORRÄTE UND DER VORAUSSICHTLICHE VERBRAUCH
FOSSILER BRENNSTOFFE /50/

Der pro-Kopf-Verbrauch der Weltbevölkerung kann sich langfristig an dem spezifischen Verbrauch der USA orientieren. Der derzeitige spezifische Verbrauch der BRD beträgt

45 Gcal/Kopf und Jahr. Nach Angaben der Federal Power Commission wird der Energieverbrauch in den USA auf 130 - 150 Gcal/Kopf und Jahr steigen /35/. Wenn sich innerhalb des gleichen Zeitraumes (Jahr 2000) der Energieverbrauch auf 50 Gcal/Kopf und Jahr erhöhen wird, ist die Erschöpfung der fossilen Energieträger bei einer vermuteten Bevölkerungszunahme auf 6 bis $7 \cdot 10^9$ Menschen (Jahr 2000) abzusehen. Allein die Erdöl- und Erdgasvorräte, die verstärkt zur Energieversorgung beitragen, sind nach Tab. 7 gegen Anfang des nächsten Jahrhunderts weitgehendst erschöpft.

Gemessen an der erwarteten Nachfrage ab dem Jahre 2000 stellt die Kohle mit einem Anteil von 86,9 % an den gesamten fossilen Reserven auch nur ein beschränktes Versorgungspotential dar.

2.2 Die Uranversorgung

Die Gewinnung von Uran ist dagegen kein Mengen- sondern ein Kostenproblem.

\$/ pro kg U	10 ⁶ t U sichere Vorräte	10 ⁶ t U wahrscheinliche Vorräte	Energieäquivalent
bis 25	0,772	0,680	14 · 10 ¹⁸ - 28 · 10 ¹⁵ kcal
26 - 40	0,595	0,510	11,4 · 10 ¹⁸ - 21 · 10 ¹⁸ kcal
40 - 80	0,375	1,150	7,2 · 10 ¹⁸ - 29,5 · 10 ¹⁸ kcal
100	5,5		106 · 10 ¹⁸ kcal
100 - 200	15,4		297 · 10 ¹⁸ kcal
200 - 1000	53		1022 · 10 ¹⁸ kcal

TABELLE 9
URANVORRÄTE /51/

sichtliche Weltverbrauch wird, gemessen an der geschätzten weltweiten Kernkraftkapazität, so ansteigen, daß noch bis zum ersten Drittel des nächsten Jahrhunderts Kernbrennstoffe mit Gewinnungskosten unter 100 \$/kg verfügbar sein werden (Abb. 19).

Die sicheren Thoriumvorkommen betragen nach MANDEL $10 \cdot 10^{18}$ kcal, die zusätzlich wahrscheinlichen $38 \cdot 10^{18}$ kcal, die in einem Förderkostenbereich bis 30 \$/lb gewonnen werden können.

Der Brennstoffwärmepreis für kugelförmige THTR-Brennelemente wird in /52/ angegeben. Bei Urankosten von 40 DM/kg U-235 und Thoriumkosten von 130 DM/kg, einem Anreicherungspreis von

32 \$/kg Trennarbeitseinheit und einem Dollarkurs von 3,2 DM/\$ ergibt sich ein Brennstoffwärmepreis von 3,47 DM/Gcal. Da Wiederaufarbeitungsanlagen derzeit nicht in Deutschland existieren, wird keine Gutschrift angenommen, sondern die vorübergehenden Lagerkosten mit berücksichtigt, die solange auftreten, bis eine solche Anlage errichtet ist.

Der Natururanpreis geht bei den derzeitigen Brennstoffwärmekosten nur zu 18 % ein. Eine Verdopplung des Natururanpreises läßt die Gesamtkosten bei

Die Uranmenge bis zur Preisklasse 100 \$/kg ist um den Faktor 3,01, bezogen auf ein Energieäquivalent, höher als die nutzbaren fossilen Energiereserven, für den Preisbereich 1000 \$/kg sogar um den Faktor 24,5. Der voraussicht-

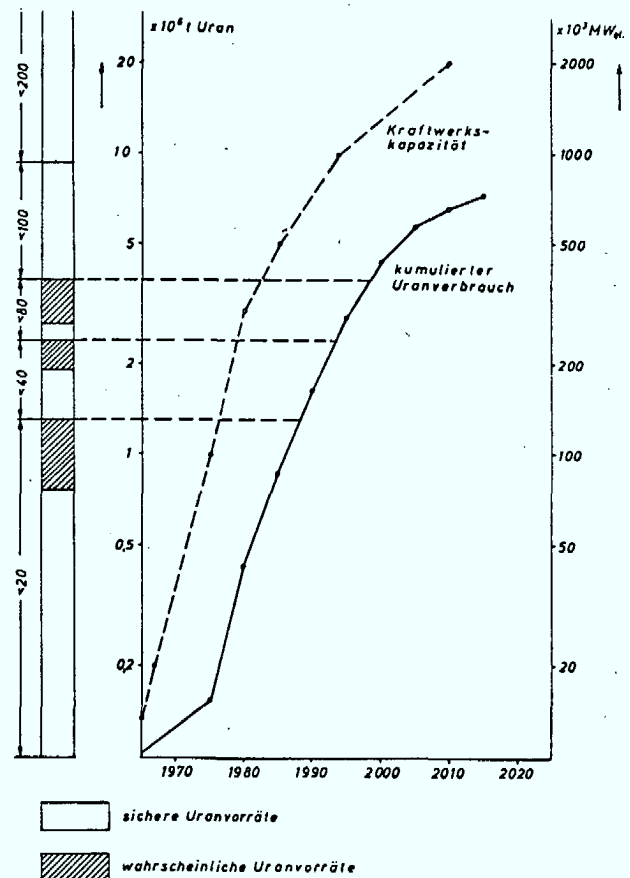


Abb. 19: WELTWEITE KERNKRAFTKAPAZITÄT UND DER URANVERBRAUCH /47/

Konstanz aller anderen Einflußgrößen um 14 % wachsen, bei einer Vierfachung nur um 42 %. Wesentlich stärker wirkt sich eine Steigerung der Trennarbeits-, Fabrikations- und Transportkosten aus. Eine jährliche Steigerung von 4 % bewirkt eine Kostenverdopplung in knapp 20 Jahren.

Betrachtet man eine gesamte Hochtemperaturreaktoranlage mit kugelförmigen Brennelementen, so betragen bei großen Einheiten die Brennstoffwärmekosten nur 50 % der Gesamtkosten der erzeugten Wärmemenge. Wesentlich ausschlaggebender sind daher die Kostensteigerungen im Bereich der Anlagekosten des Reaktors sowie Kostensteigerungen im Bereich der Anreicherung und Fabrikation (Abb. 20). Bezogen auf die fühlbare Wärme des Heliumkühlgases eines Hochtemperaturreaktors machen die Anlagekosten des Reaktors ohne Wärmetauscher sowie die Anreicherungs- und Fabrikationskosten 92 % der gesamten Wärmekosten aus.

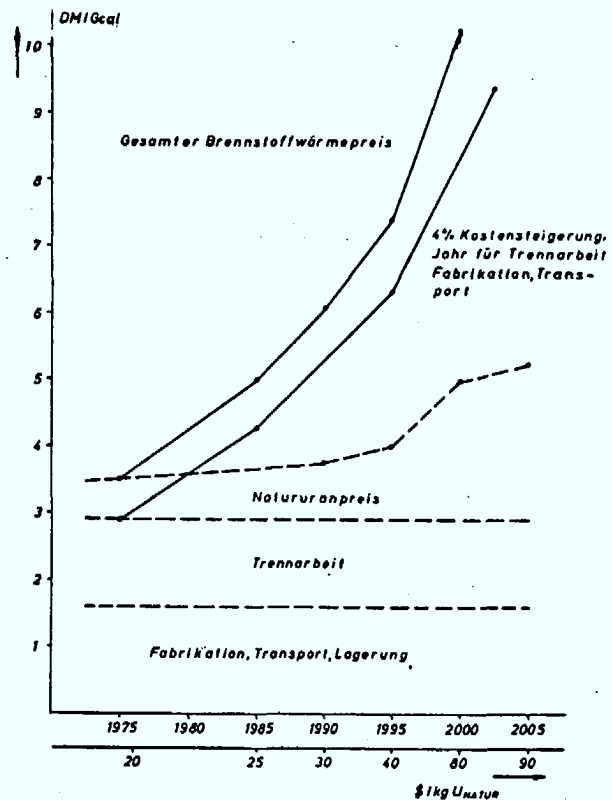


Abb. 20: Brennstoffwärmekosten für kugelförmige Brennelemente

Komponenten	Degressionsfaktor	Anlagekosten in 10 ⁶ DM		
		500 MWe	1500 MWe	3000 MWe
Baulicher Teil	0,8	23	55,3	96,4
Meß-, Regeltechnik, Elektrik	0,5	18,5	32,0	45,3
Nuklearer Dampferzeuger	0,6	70	135	205
Direkte Anlagekosten		111,5	222,3	346
Indirekte Anlagekosten	0,4	25,3	39,26	51
		136,8	261,6	396
		10 ⁶ DM/Jahr		
Versicherung		1,36	2,61	3,97
Reparatur	0,3	2,35	3,74	4,02
Bedienung	0,3	2,63	3,65	4,5
Verwaltung	0,3	0,84	1,16	1,43
Jahreskosten (Annuität 15 %)		27,5	50,4	73,3
Kosten der fühlbaren Helium-Wärme (8000 h/a)	DM/Gcal	7,99	4,88	3,55

TABELLE 10
ANLAGEKOSTEN FÜR HOCHTEMPERATURREAKTOREN /52/

2.3 Der Einsatz des Hochtemperaturreaktors

Tab. 11 gibt einen Überblick über die derzeitige Kostensituation auf dem fossilen Brennstoffmarkt. Der jetzige Preisstand des Mineralöles ist Ausdruck

	Darstellung Preisstand DM/Gcal	Importquote 1971 %	Tendenz der Importquote bis 1990 %	Abhängigkeit des Preises von den Haupteinflussfaktoren
Mineralöl	18 - 24	94,6	100	Dollarkurs, Aufwand für Förderung, Exploration
Naturgas	7 - 8,5	29,9	70	Förderungs- und Explorationsaufwand
Steinkohle	14	7,7	20 - 30	Lohnkostenabhängig
Braunkohle	5 - 6	-	-	Kapitalkostenabhängig
HTR-Wärme	5,0 - 6,8	100	100	Kapitalkostenabhängig

TABELLE 11
IMPORTQUOTE UND PREISABHÄNGIGKEIT DER ENERGIETRÄGER

eines Angebotsmono-
pols, das aufgrund
steigender Nachfra-
ge bei vollständi-
ger Nachfragekonkur-
renz angesichts ab-
sehbarer Vorräte

hohe Preisdiktate durchsetzen kann.

Angesichts dieser Preisstei-
gerungen ergibt sich die Not-
wendigkeit, kostengünstige
Kernwärme zu nutzen. Es ist
nur für Hochtemperaturreak-
toren möglich, die Wärme
durch Erzeugung von Endener-
gieträgern verteilbar zu ma-
chen, ohne den Weg über die
Stromerzeugung gehen zu müs-
sen. Mittels der hochtempe-
raturigen Wärme (angestrebt
werden 1100 °C) können Brenn-
gase energetisch günstig er-
zeugt werden.

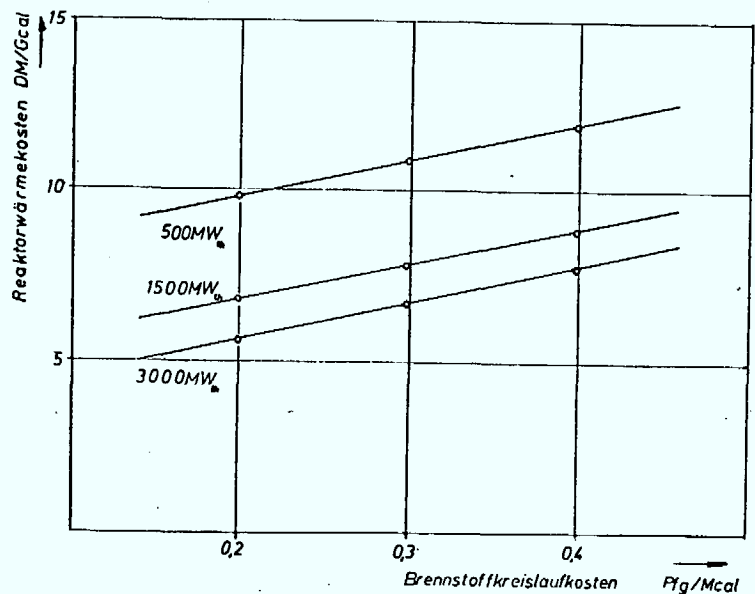


Abb. 21: WÄRMEKOSTEN DES HOCHTEMPERATURREAKTORS.
BENUTZUNGSSTUNDEN: 8000/A

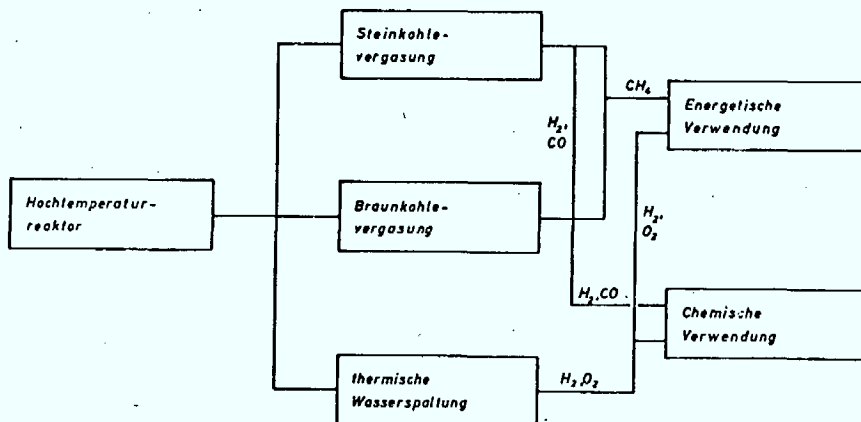
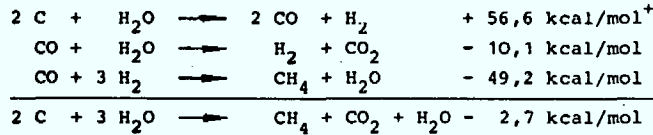


Abb. 22: DIE ERZEUGUNG VON GASEN MIT HOCHTEMPERATUR-KERNWÄRME

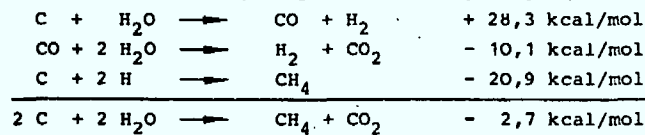
2.3.1 Die Möglichkeiten der Kohlevergasung

Methan als Erdgasersatz

(1) Wasserdampfvergasung - katalytische Methanisierung

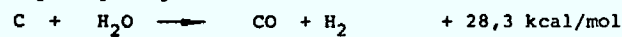


(2) Wasserdampfvergasung - hydrierende Vergasung



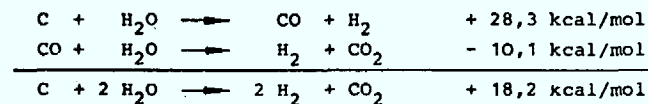
Stadtgas (CO, H₂-Gemisch)

Wasserdampfvergasung



Synthesegas

Wasserdampfvergasung - Konvertierung



+ bezogen auf C

TABELLE 12

DIE VERFAHREN DER KOHLEVERGASUNG /53/

Anhand von Reaktionsangaben sollen die verschiedenen Möglichkeiten der Kohleumsetzung mit Kernwärme angegeben werden.

Zur energetischen Nutzung ist die Umsetzung der Kohle zu Methan sinnvoll, da der größte Teil der Gasversorgung auf Methangas beruht. Von der Wärmeökonomie her ist die reine Wasserdampfvergasung zu bevorzugen, da das erzeugte Gas in Form von Stadtgasqualität die meiste Reaktorwärme bindet (Tab. 12).

Es werden derzeitige mehrere Vergasungskonzepte verfolgt:

(1) Die Braunkohlevergasung

(Die hydrierende Vergasung unter Nutzung des Eigenwassers);

(2) Die Steinkohlevergasung

(Wasserdampfvergasung mit katalytischer Methanisierung).

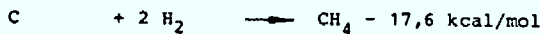
2.3.1.1 Die Braunkohlevergasung zu Methan

Der Reaktionsablauf der hydrierenden Vergasung unter Nutzung des Eigenwassers der Braunkohle teilt sich so auf, daß Kohlenstoff mit Wasserstoff in einem Druckvergaser bei 800 °C zu einem stark methanhaltigen Gemisch umgesetzt wird. Nach Entfernung von Verunreinigungen und der Entspannung in einer Gasturbine wird ein Teil des Methans unter Einkopplung hochtemperaturiger Wärme unter Zusatz von Wasserdampf gespalten. Das dabei entstandene CO wird konvertiert und der Wasserstoff dem Hydrierprozeß zugeleitet (Abb. 23).

Der Prozeß wird so geführt, daß

- (1) nur soviel Methan gespalten wird, wie Wasserstoff zur hydrierenden Vergasung zusätzlich benötigt wird;
- (2) daß die bei der Hydrierung freigesetzte Wärme zur Umsetzung von Kohlenstoff mit Wasserdampf zur Wasserstofferzeugung beiträgt.

EXOTHERME REAKTION

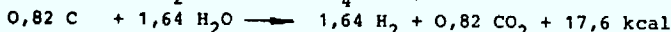


Die abgegebene Wärme erzeugt einen Teil des benötigten Wasserstoffs.

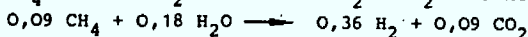
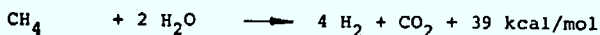
ENDOTHERME REAKTION



Der Prozeß kann im Grenzfall autotherm geführt werden /38/.



Die Differenz von 0,36 Mol H₂ muß durch Spaltung von Methan im Röhrenspaltfen gedeckt werden.



Ein angestrebter autothermer Verlauf erfordert jedoch, daß der Eigenwasseranteil der Braunkohle durch Vortrocknung von 59 auf 7 % herabgesetzt werden muß /54/.

Die Kernwärme wird dem Prozeß an drei Stellen zugeführt:

- (1) Beheizung des Röhrenspaltfens einschließlich der Gasvorwärmung.
- (2) Die Vorwärmung des in die Ver-

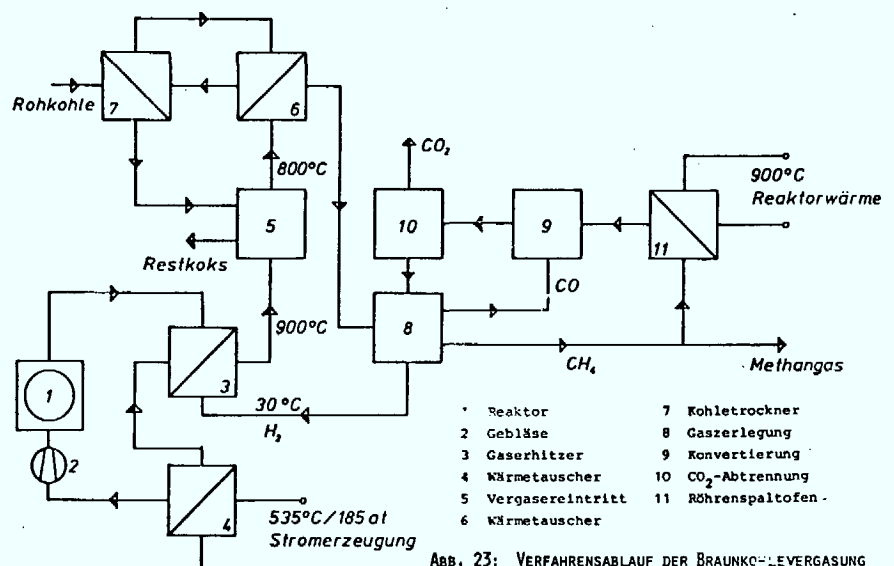


Abb. 23: VERFAHRENSABLAUF DER BRAUNKOHLVERGASUNG

gasung zurückgeführten Wasserstoffs auf 800 °C.

(3) Die Aufheizung des Trocknerkreislaufes.

EINSATZ / Nm³/CH₄

6 kg Rohbraunkohle/Nm³CH₄
 68 % C-Umsatz
 23 % C-Anteil an der Rohbraunkohle
 Trocknung: 2560 kcal/Nm³CH₄
 (Wasseranteil der Braunkohle: 59 %)
 Röhrenspaltöfen
 Vorwärmung für 1700 kcal/Nm³CH₄
 Druckvergaser

AUSBEUTE

1 Nm³CH₄ (8550 kcal/Nm³)
 Restkoks: 0,7 kg/Nm³CH₄
 Strom: 1,2 kWh/Nm³CH₄

Nachteilig wirkt sich für diesen Prozeß die unvollständige Kohlenstoffumsetzung aus. Der Restkoks besitzt jedoch einen hohen Kohlenstoffanteil, d.h. einen hohen Heizwert. Er kann zu weiterer Vergasung oder zur Unterfeuerung benutzt werden.

Der Vorteil dieses Verfahrens ist, daß die fühlbare Wärme des Heliums über Wärmetauscher direkt an saubere Gase des Prozesses abgegeben werden kann, so daß keine Probleme innerhalb der Wärmetauscher auftreten.

Kosten der Methanherzeugung aus Braunkohle
 (Reaktorgröße 3000 MWth)

ANLAGEKOSTEN	
Kohledruckvergaser	222 · 10 ⁶ DM
Röhrenspaltöfen	48 · 10 ⁶ DM
Gasreinigung	210 · 10 ⁶ DM
Stromerzeugung	200 · 10 ⁶ DM
Annuität 25 %	170 · 10 ⁶ DM
Verarbeitungskosten	6,4 DPfg/Nm ³ CH ₄
2,66 · 10 ³ Nm ³ CH ₄ /a	
Rohstoffkosten	5,08 DPfg/Nm ³ CH ₄
(6 kg Roh-Braunkohle/Nm ³ CH ₄)	
(Kohlekosten 4,6 DM/kcal)	
Reaktorwärme	2,38 DPfg/Nm ³ CH ₄
(4,2 Mcal/Nm ³ CH ₄)	
5,6 DM/Gcal	
Kohlegutschrift	
(31 DM/to)	2,44 DPfg/Nm ³ CH ₄
Hu = 6870 kcal/kg	
Stromgutschrift	
3 DPfg/kWh	3,6 DPfg/Nm ³ CH ₄
GESAMTKOSTEN	7,82 DPfg/Nm ³ CH ₄
	9,7 DM/Gcal

TABELLE 13
 METHANKOSTEN AUS BRAUNKOHLE /55,56/

2.3.1.2 Die Steinkohlevergasung

Bei der Wasserdampfvergasung mit katalytischer Methanisierung wird ein fast vollständiger Kohleumsatz erreicht. Das im Gasgenerator produzierte Rohgas wird anschließend katalytisch zu Methan und Wasserdampf umgesetzt.

Die Reaktionsgeschwindigkeit wird durch hohe Reaktoraustrittstemperaturen begünstigt. Die Umsatzgeschwindigkeit beträgt bei 990 °C 20 % der maximal möglichen Umsatzgeschwindigkeit und nimmt erst bei einer Temperatursteigerung auf 1100 °C um weitere 80 % zu /57/.

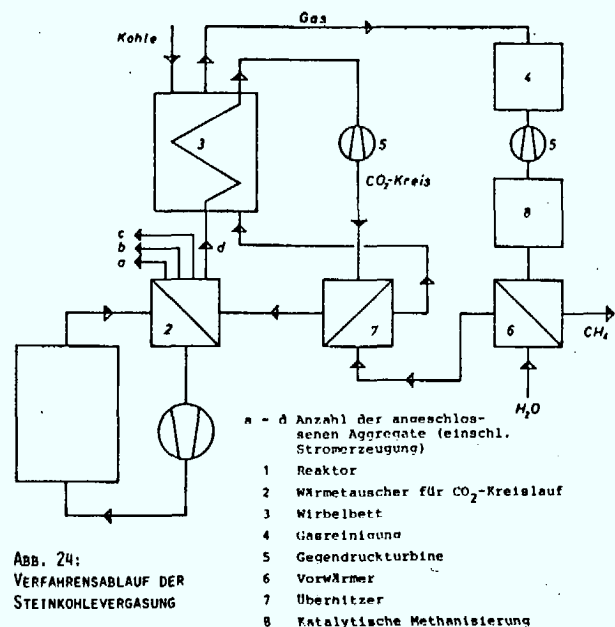
Die Einkopplung der Reaktorwärme in den Vergasungsprozeß geschieht durch einen Zwischenkreislauf, der als Wärmeträger CO₂ benutzt. Dieser Kreislauf kann nach einer Mannesmann Feasibility Studie so geführt werden, daß er das Reaktionswirbelbett aus Kohle und Wasserdampf tauchsiederartig durchläuft und dort die Wärme zur endothermen Wasserdampfvergasung bereitstellt. Gleichzeitig wird ein weiterer Teil des Wärmehaltes zur Dampferzeugung und zur Überhitzung benötigt /53/.

Helium- Temperatur °C	Wärmetauschartemperatur		Wirbelbett- temperatur °C	Steinkohle- durchsatz t/h	Gas- produktion 10 ³ m ³ /h
	primärseitig	sekundärseitig			
1100	1050	850	800	70	66,6
1000	950	833	783	55	52,4
900	850	809	759	39	37,4

TABELLE 14
VERGASUNGSLEISTUNG IN ABHÄNGIGKEIT DER TEMPERATUR /53/

nicht beliebig groß sein können. Nach Abschätzungen der vorhin genannten Mannesmann-Studie werden Wirbelbettvolumina zwischen 300 und 350 m³ als realisierbar angesehen. Darin kann eine Reaktorleistung je nach Austrittstemperatur zwischen 105 und 190 MWth verbraucht werden.

Entsprechend den Heliumaustrittstemperaturen ändert sich der Steinkohleumsatz, so daß sich bei gleicher thermischer Reaktorleistung und gleicher Anzahl der angeschlossenen Vergasungseinheiten die Stromproduktion verändert.



Aufgrund von kleintechnischen Versuchen wurden die Vergasungsleistungen einer Vergasungseinheit für Steinkohle ermittelt.

Ein Hochtemperaturreaktor (3000 MWth) wird mit mehreren Vergasungseinheiten gekoppelt werden, da Wirbelbetten

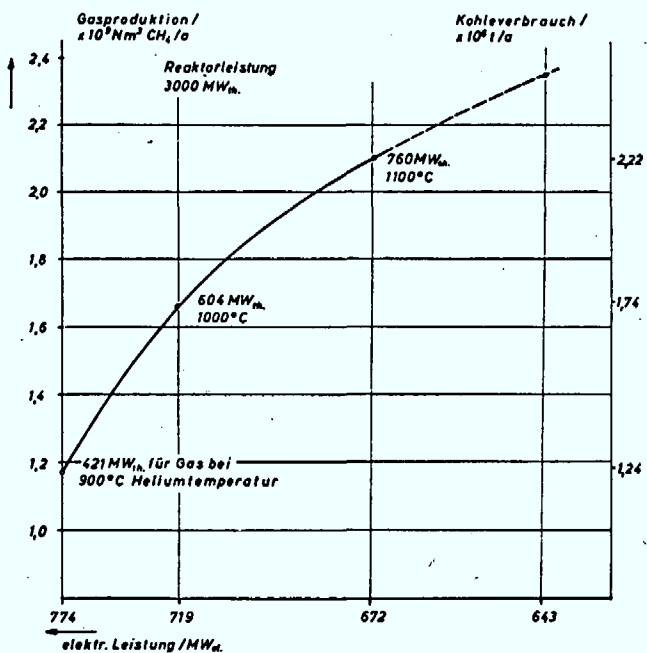


Abb. 25: GASPRODUKTION, KOHLEVERBRAUCH UND ELEKTRISCHE LEISTUNG BEI VERSCHIEDENEN HELIUMTEMPERATUREN

Bei einer Reaktorgröße von 3000 MWth können vier Vergasungseinheiten bei einer angenommenen Heliumaustrittstemperatur 1100 °C angeschlossen werden. Bei dieser Temperatur erzeugt ein Aggregat $525 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{Jahr}$ und stellt gleichzeitig 168 MW an elektrischer Leistung bereit.

Die Kosten einer solchen Anlage sind nur unter großen Unsicherheiten abschätzbar, besonders in bezug auf die Wirbelbettkammer. Aus amerikanischen Prozeß-

beschreibungen /58,59/ und dem Vergleich ähnlicher Anlagekomponenten wird in Tab. 14 eine Kostenabschätzung erstellt.

Wesentlich im Vergleich zu der Braunkohlevergasung ist der hohe Anteil der Rohstoffkosten. Bei einem benötigten Steinkohleeinsatz von $1,05 \text{ kg/Nm}^3 \text{ CH}_4$ und Kohlekosten von 100 DM/t betragen die Rohstoffkosten 10,05 Pfg/ $\text{Nm}^3 \text{ CH}_4$. Sie sind damit doppelt so hoch wie bei der Braunkohlevergasung. Beide Verfahren können

ANLAGEKOSTEN PRO WIRBELBETTEINHEIT (750 MWth)

Wärmetauscheranteil für den Zwischenkreislauf	10,6 · 10 ⁶ DM
Dampferzeuger	8,0 "
Gasreinigung	40,0 "
Methanisierung	12,0 "
Heißdampferzeuger	60,0 "
Annuität (25 %/a)	32,6 · 10 ⁶ DM
Fix-Kosten ($525 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{a}$)	6,2 DPfg/ Nm^3
Reaktorwärme ($2,52 \text{ Mcal/Nm}^3 \text{ CH}_4$) (0,58 DPfg/Mcal)	1,46 DPfg/ Nm^3
Verarbeitungskosten	7,66 DPfg/ Nm^3
Rohstoffkosten ($1,05 \text{ kg/Nm}^3 \text{ CH}_4$) (100 DM/tKohle)	10,05 DPfg/ Nm^3
Stromerzeugung (Anlagekosten)	67 · 10 ⁶ DM
Annuität 15 %/a	1,9 DPfg/ Nm^3
Energiekosten (0,58 DPfg/Mcal)	4,25 DPfg/ Nm^3
Stromgutschrift ($2,56 \text{ kWh/Nm}^3 \text{ CH}_4$) (3 DPfg/kWh)	7,68 DPfg/ Nm^3
METHANGESTEHUNGSKOSTEN	16,18 DPfg/ Nm^3 (19,2 DM/Gcal)

TABELLE 15:

KOSTENABSCHÄTZUNG DER METHANGASGESTEHUNGSKOSTEN AUS STEINKOHE

- (1) durch das Vorhandensein großer Braunkohlevorkommen in der Niederrheinischen Bucht (55 Mrd. t, davon 9 Mrd t kostengünstig abbau-
bar /47/,
- (2) durch 40 Mrd t abbauwürdige Steinkohlenvorräte in der BRD und durch die Möglichkeit des Importes kostengünstiger amerikanischer Steinkohle (60 DM/t cif)

zur Energieversorgung der BRD maßgeblich beitragen.

Der Heizwert des erzeugten Methangases beträgt 8400 kcal/Nm^3 . Darin sind 7000 kcal der Kohle enthalten. Das bedeutet, daß nur $16,6 \%$ an Reaktorwärme an das erzeugte Gas gebunden werden.

Langfristig ist man daher bemüht, ein Maximum an Reaktorwärme in das verteilte Gas zu binden, ohne die Zwischenschaltung fossiler Energieträger.

2.3.2 Die thermische Wasserspaltung

Eine merkliche Dissoziation von Wasser tritt erst bei Temperaturen über 2500°K auf. Bei technisch beherrschbaren, weit tieferen Temperaturen kann ein thermisches Wasserzersetzungungsverfahren nur in mehreren Prozeßstufen unter Zuhilfenahme von Reaktionsmittlern ablaufen. Mehrstufenprozesse, bei denen Wasser thermisch in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff unter Ausnutzung von Kernwärme zerlegt wird, sind verschiedentlich vorgeschlagen /60,61,62/ und unter thermodynamischen Gesichtspunkten systematisch zusammengestellt worden /63,64/. Die für eine einzelne Reaktion eines derartigen Mehrstufenprozesses erforderlichen Stoffe werden in anderen Reaktionen desselben Prozesses zurückgewonnen. Außer Wasser werden keine Stoffe verbraucht.

Als Reaktionsmittler bieten sich 3 Gruppen an: Metalle, Metalloxyde, Nichtmetalle und Halogene. Diese Gruppen werden zu ihrer möglichen Verwendung auf folgende Kriterien hin untersucht:

- (1) Die Kosten der Reaktionsmittler.
- (2) Das chemische Verhalten der gebildeten Zwischenprodukte.
- (3) Die Thermodynamik der einzelnen Reaktionsabläufe.
- (4) Der Bekanntheitsgrad der Teilreaktionen in bezug auf die Reaktionskinetik.
- (5) Die Trennbarkeit der Ausgangsstoffe und Zwischenprodukte.

Als Beispiel sei ein dreistufiger Prozeß der 2-Elementfamilie Eisen - Schwefel dargestellt.

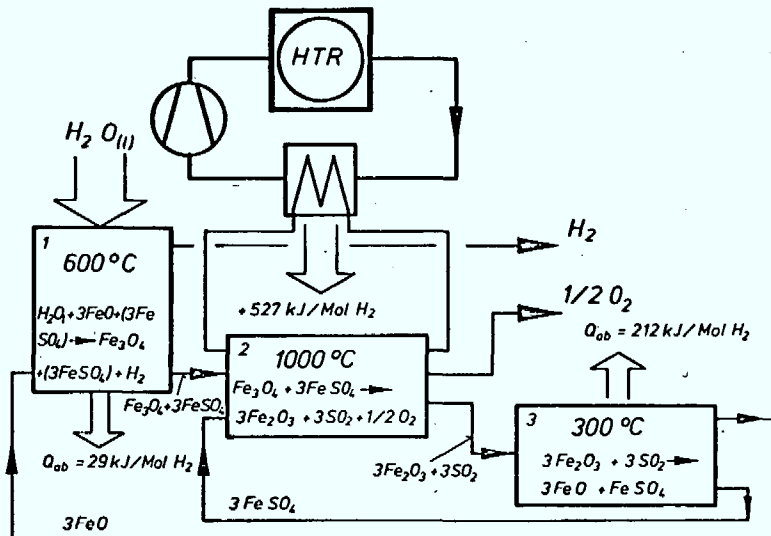
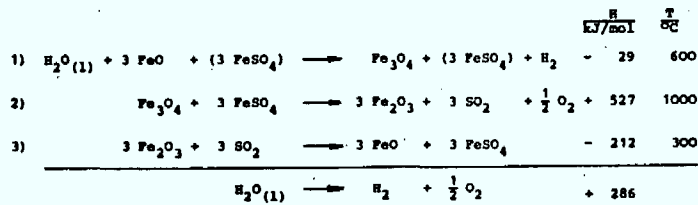


Abb. 26: 3-STUFIGER THERMISCHER WASSERSPLATZUNGSPROZESS, FE-S-FAMILIE /65/

Die Reaktionsmittler sind Eisenoxyd und Eisensulfat, gängige Stoffe, deren Kosten niedrig sind. Die gebildeten chemischen Zwischenprodukte sind nicht korrosiv, so daß verfahrenstechnische Mehraufwendungen vermieden werden. Die Reaktionskinetik der ersten beiden Teilreaktionen ist bekannt.

Reaktion 2 verläuft endotherm. Zur Erzielung eines hohen Reaktionsgrades und eines ausreichenden Sauerstoffpartialdruckes muß hier die hochtemperaturige Wärme in der Größenordnung 1000 °C eingekoppelt werden.

Die bestimmende Größe für diesen Prozeß ist Reaktion 3, deren Umsatzgeschwindigkeit den gesamten Prozeßablauf bestimmt (Abb. 27). An dieser Stelle ist es notwendig, durch geeignete Katalysatoren die Reaktionskinetik zur Rückführung der Reaktionsmittler in ihren Ausgangszustand zu beschleunigen.

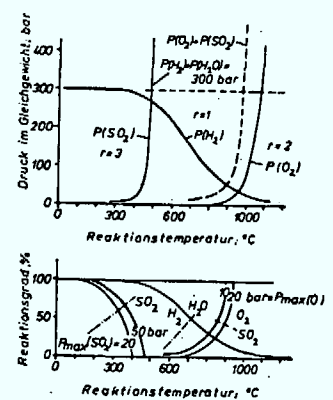


Abb. 27: REAKTIONSPARAMETER DES FE-S-PROZESSES /65/

Die freiwerdende Wärme fällt in einem nutzbaren Temperaturbereich an. Unter Berücksichtigung der Prozeßverluste und des Einflusses des chemischen Nicht-Gleichgewichtes sowie der Entropiezunahme ergibt sich ein Prozeß-Gesamtwirkungsgrad zwischen 50 und 60 % /66/.

Ähnliche Untersuchungen wurden mit 4 "2-Element-Familien", Eisen-Chlor- Eisen-Schwefel, Mangan-Schwefel und Magnesium-Schwefel durchgeführt. Hierbei wurden 600 Mehrstufenprozesse mit maximal 5 Stufen unter thermodynamischen Gesichtspunkten ermittelt, wobei als Randbedingung eine maximale Wärmeeinkopplung von 1000 °C vorgegeben war /67/.

			T °C	H (kJ/mol)	Bekanntheitsgrad
1)	3 Fe + 4 H ₂ O = Fe ₃ O ₄ + 4 H ₂		300		Bergius-Verfahren
2)	Fe ₃ O ₄ + 4,5 Cl ₂ = 3 FeCl ₃ + 2 O ₂		960	+ 304	Laboratoriumsversuche
3)	3 FeCl ₃ = 3 FeCl ₂ + 1,5 Cl ₂		300		wenig bekannt
4)	3 FeCl ₂ + 3 H ₂ = 3 Fe + 6 HCl		900	+ 294	wenig bekannt
5)	6 HCl + 1,5 O ₂ = 3 H ₂ O + 3 Cl ₂		700		Shell-Deacon-Verfahren
brutto	H ₂ O = H ₂ + 0,5 O ₂				

Tabelle 16

5-STUFEN-PROZESS DER EISEN-CHLOR-FAMILIE ZUR THERMISCHEN WASSERZERSETZUNG

Nach diesen Untersuchungen erscheinen Eisen-Chlor-Prozesse für die thermische Wasserspaltung geeignet zu sein, da einige Teilreaktionen gut bekannt und technisch erprobt sind. Bei

diesem Prozeß ist die Chlorabspaltung (Reaktion 3) die ablaufbestimmende Reaktion, da im Reaktionsgleichgewicht nur eine geringe Ausbeute von 4 % Chlor erreicht wird. Versuche ergaben, daß unter Nichtgleichgewichtsbedingungen durch zonenweise Heizung und Kühlung des Reaktionsgefäßes eine Chlorausbeute von 50 % erreicht werden kann /67/.

2.3.2.1 Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zur Wasserspaltung

Mit der Möglichkeit der thermischen Wasserspaltung ist man in der Lage, sich von Standort und Kosten fossiler Energieträger zu lösen und ist ausschließlich von der Uranversorgung abhängig.

Das zu spaltende Wasser läßt sich in den benötigten Mengen problemlos bereitstellen. Es werden benötigt:

$$\begin{array}{lll}
 0,803 & 1 & \text{H}_2\text{O}_{2\text{iq}} / \text{Nm}^3 \text{H}_2 \\
 311,45 & 1 & \text{" / Gcal H}_2 \text{ (H}_u = 2580 \text{ kcal/Nm}^3\text{)} \\
 2180 & 1 & \text{" / tSKE H}_2
 \end{array}$$

Der derzeitige Endenergieverbrauch von $300 \cdot 10^6$ tSKE würde $654,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ Wasser erfordern. Das entspricht umgerechnet auf 8000 Jahresstunden ca. 1,5 % der mittleren Bezugswasserführung des Rheins am Kontrollpunkt Kaub. Der jährliche Wärmebedarf einer normalen Wohnung erfordert die Spaltung von 6 m^3 Wasser, was nur ca. 2,4 % des Jahreswasserbedarfes eines Haushaltes ausmacht.

Eine Wirtschaftlichkeitsaussage über die thermische Wasserspaltung ist derzeit nur als Grenzkostenbetrachtung möglich. Als Vergleichsprozeß ist die elektrolytische Wasserspaltung sinnvoll, da nur diese unabhängig von fossilen Rohstoffen Wasserstoff über die Zwischenschaltung der Elektrizitätserzeugung aus Kernenergie und Wasser bereitstellen kann. Die höchsten zulässigen Kosten der Wasserspaltung sind die Wasserstofferzeugungskosten der Wasserelektrolyse.

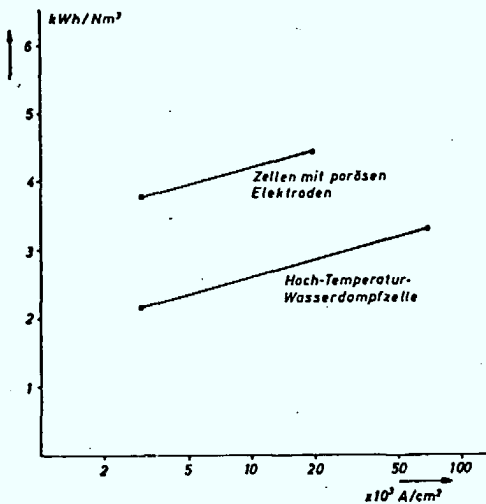


Abb. 28: STROMVERBRAUCH DER WASSERELEKTROLYSE /68/

Herkömmliche Verfahren benötigen zur Erzeugung eines Nm³ Wasserstoffs 4 bis 5 kWh. Fortgeschrittene Systeme reduzieren den spezifischen Elektrizitätsverbrauch entsprechend der Beschaffenheit von Elektrolyt und Elektroden (Abb. 28).

Poröse Elektroden (Allis-Chalmers-Zelle) ermöglichen Stromdichten, die bei geringeren Spannungsverlusten um den Faktor 20 höher liegen. Noch höhere Stromdichten erzielt General Electric durch einen Zusatz von Zircon-Oxyd zu dem Elektrolyten. Die Ionenleitfähigkeit des Elektroly-

ten steigt dann mit zunehmender Temperatur. In Versuchen wurden bei Temperaturen von 790 °C Stromdichten bis zu 70.000 A/m² erreicht.

Selbst mit neuen Kraftwerkskonzepten werden die Stromgestehungskosten oberhalb von DM 0,025 liegen, so daß auch bei neueren Elektrolysezellen mit Stromkosten (ohne Transport) von ca. 8-10 DPfg gerechnet werden muß (Tab. 17).

STROMGESTEHUNGSKOSTEN				
Anlagengröße: 1,2 GWe Benutzungsdauer: 8000 h	Ölkraftwerk	Kohlekraftwerk	Leichtwasserreaktor	H T R
Spezifische Investitionskosten (DM/kW)	781	922	1251	977
Kapitaldienst 13,1 % Pfg/kWh	1,28	1,51	2,05	1,6
Betriebskosten DPfg/kWh	0,15	0,12	0,25	0,22
Betriebsstoffkosten DPfg/kWh	0,11	0,12	0,25	0,25
Brennstoffkosten DPfg/kWh	2,52	4,02	0,49	0,51
	mit Entschwefelung	(120 DM/to)		
Stromgestehungskosten DPfg/kWh	4,06	5,77	3,37	2,58

TABELLE 17
STROMGESTEHUNGSKOSTEN VERSCHIEDENER KRAFTWERKSTYPEN /52,71/

Die Abschätzung der Wasserstoffherstellungskosten erfolgt in Tab. 18 für die beiden obengenannten fortgeschrittenen Elektrolyseverfahren.

Bei minimalen Stromgestehungskosten von 2,58 DPfg, wie sie durch HTR-Reaktoren nach den genannten Kosten /52/ zu erwarten sind, ergeben sich Wasserstoffherstellungskosten von ca. 30-40 DM/Gcal. Hierbei gehen die Stromkosten zu 85 % ein.

	Poröse Elektroden Allis-Chalmers	Hochtemperatur- Dampfphasenzelle
Investitionskosten 10^6 DM	38 $\cdot 10^6$ DM	30,7 $\cdot 10^6$ DM
Kapitaldienst 10 %/a	3,8 $\cdot 10^6$ DM	3,07 $\cdot 10^6$ DM
Erhaltung 1 % d.J.	0,38 $\cdot 10^6$ DM	0,38 $\cdot 10^6$ DM
Feste Kosten	4,18 $\cdot 10^6$ DM	3,45 $\cdot 10^6$ DM
Arbeit, Leitung	0,20 DPfg/Nm ³	0,2 DPfg/Nm ³
Stromkosten (2,58 DPfg/kWh)	10,6 DPfg/Nm ³	7,74 DPfg/Nm ³
Herstellungskosten	10,8 DPfg/Nm ³	7,94 DPfg/Nm ³
	41,86 DM/Gcal	30,77 DM/Gcal

TABELLE 18
WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN DURCH WASSERELEKTROLYSE /69,70/

Nach dem erstgenannten Beispiel der vorhin aufgeführten Wasserspaltungsprozesse werden an hochtemperaturiger Wärme 527 kJ für ein Mol erzeugten Wasserstoffes benötigt.

Es wird daran gedacht, zur Wärmebereitstellung für die thermische Wasserspaltung aus Gründen der zu erwartenden Kostendegression große Hochtemperaturreaktoreinheiten zu erstellen. Eine an die heutige Technik anschließende realisierbare Größenordnung sind Reaktoren, die oberhalb einer Leistung von 10 GWth liegen.

Zur nachfolgenden Abschätzung der Wärmekosten sei vorausgesetzt, daß bis zu dieser Größenordnung die in den jetzigen bekannten Größenordnungen angewendeten Degressionsfaktoren noch Gültigkeit besitzen /70/.

Die Abwärme des Prozesses fällt bei 300 bzw. 600 °C an, so daß eine Nutzung zur Stromerzeugung möglich ist. Die anfallende Wärme wird entsprechend der Temperaturstufung bewertet.

Anlagekosten (10 GWth)	1036 $\cdot 10^6$ DM
Degressionsfaktoren:	
Maschinenteil: 0,6	
Bauteil: 0,8	
Kapitaldienst (15 %/a)	155 $\cdot 10^6$ DM
H ₂ -Produktion	12,24 $\cdot 10^9$ Nm ³ /a
Benutzungstunden	8000
Wärmekosten/Nm ³ H ₂ (5625 kcal/Nm ³) (Fühlbare Wärme des Heliumgases)	2,38 DPfg/Nm ³ H ₂ (9,22 DM/Gcal)
Wärmegutschriften	
600 °C 5,6 DM/Gcal	0,17 DPfg/Nm ³ H ₂
300 °C 4,9 DM/Gcal	1,1 DPfg/Nm ³ H ₂ (4,91 DM/Gcal)
GESAMTWÄRMEKOSTEN	4,31 - 9,22 DM/Gcal

TABELLE 19
WÄRMEKOSTEN ZUR WASSERSTOFFERZEUGUNG

Nach Abb. 29 bleibt ohne Wärmegutschrift ein Spielraum von 25 DM/Gcal Investitionskosten, um die Wasserstoffgestehungskosten der Wasserelektrolyse zu erreichen.

Bei einer Wasserstoffproduktion von $12,24 \cdot 10^9$ Nm³/Jahr (10 GWth Reaktorleistung, 8000 h/a) und einem Kapitaldienst von 20 %/a bedeutet das eine Investitionssumme von $3,92 \cdot 10^9$ DM (25 DM/Gcal), die für Reaktionsbetten, Wärmetauscher und Gastrennanlagen zur Verfügung steht.

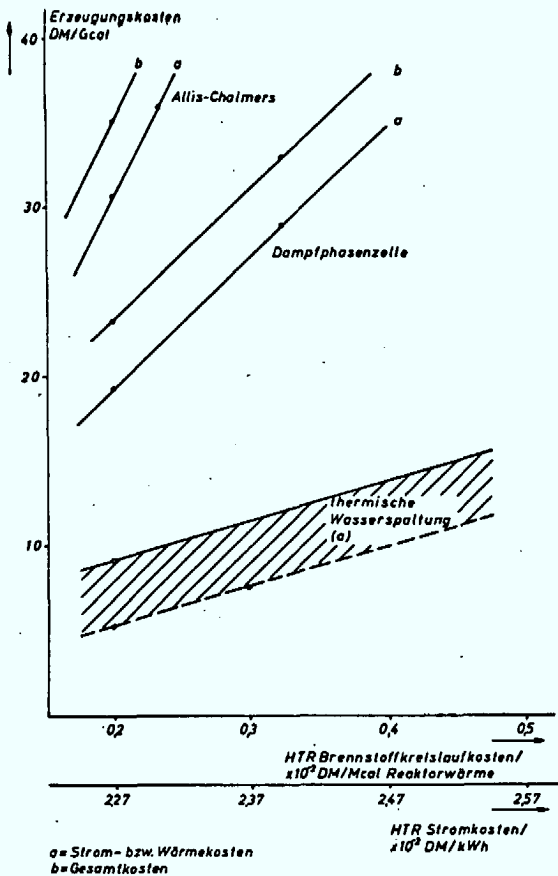
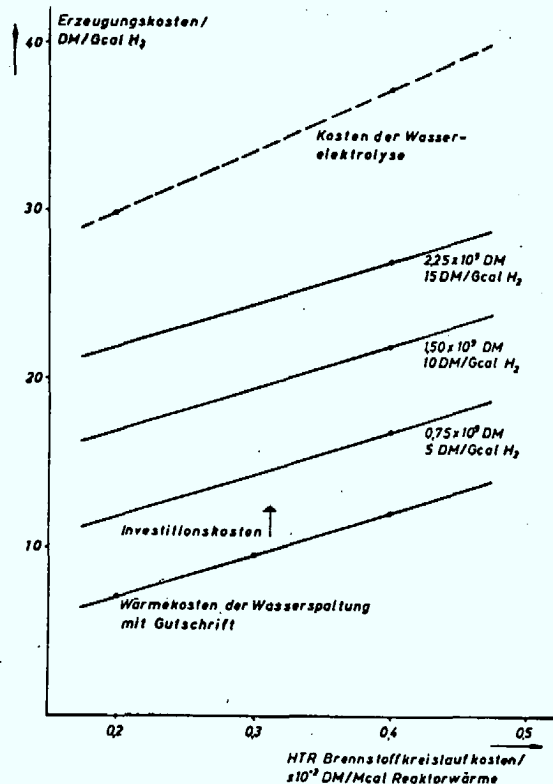


Abb. 29: WASSERSTOFFHERSTELLUNGSKOSTEN
VERGLEICH: THERMISCHE WASSERSPALTUNG - ELEKTROLYSE



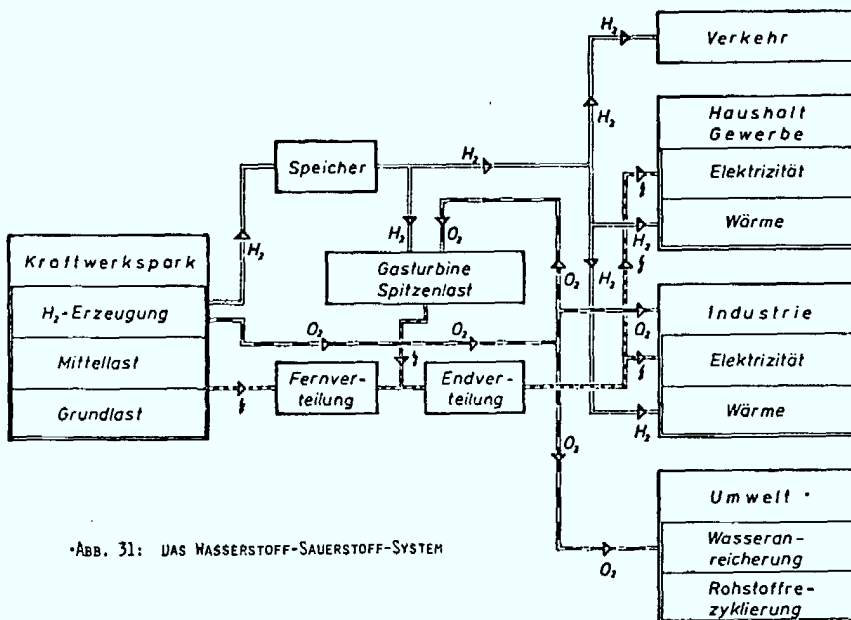
Reaktorgröße = 10 GW_{th}
Kapitalkost = 20%
Betriebszeit = 8000 Jahresstunden

Abb. 30: GRENZKOSTEN DER THERMISCHEN WASSERSPALTUNG

Im Vergleich hierzu betragen die Investitionskosten der Elektrizitätserzeugung (1000 DM/kW, 8000 h/a) 14,5 DM/Gcal und einer Raffinerie (10 Mio t/a, 8000 h) 1,5 DM/Gcal bezogen auf den Rohöldurchsatz. Innerhalb dieses Bereiches werden sich die Anlagekosten der Wasserspaltung bewegen. Aus Abb. 30 ist ersichtlich, daß selbst bei hohen Investitionskosten die Wasserstoffherstellungskosten in einem diskutablen Bereich liegen. Hierbei werden eventuelle Sauerstoffgutschriften noch nicht berücksichtigt.

2.3.2.2 Das Wasserstoffsystem

Die nachfolgende Untersuchung soll Aufschluß darüber geben, in welcher Form Wasserstoff im Vergleich zu den bisher verteilten Gasen verteilt, gelagert und dem Endverbraucher zugeführt werden kann, um daraus ein Einsatzpotential zu ermitteln.



Da die Wirtschaftlichkeit einer technischen Anlage (Gasverteilung) nur als relative Größe meßbar ist, wird ein Vergleich mit der Elektrizitätsverteilung herangezogen.

2.3.2.3 Die ökologische Auswirkung der Wasserstofftechnologie

Bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff fällt im Gegensatz zur Verbrennung von Kohle und Kohlenwasserstoffen kein CO_2 , sondern nur Wasser an. Bei der Verbrennung von Wasserstoff mit Luft fallen unter der Bedingung einer hinreichend langsamen Abkühlphase

der Verbrennungsgase oder bei kleiner Flamme nur Wasser und Stickstoff an. Das bei einer Verbrennung fossiler Energieträger entstehende CO_2 ist kein Schadstoff im herkömmlichen Sinn, da es in den natürlichen Kohlenstoffkreislauf der Erde eintritt. Dieser Kreislauf, von der Assimilation und Atmung, der Zersetzung organischer Substanz, der CO_2 -Menge in der Atmosphäre und der Lösung des CO_2 in den Gewässern, befand sich seit Jahrtausenden in einem Gleichgewicht. Erst seit Ende des 19. Jahrhunderts ist ein stetiger Anstieg der CO_2 -Konzentration in der Atmosphäre festzustellen, der auf den wachsenden Verbrauch fossiler Brennstoffe zurückzuführen ist /72/.

Gas	Volumen Nm ³	Heizwert kcal/Nm ³	Luftbedarf Nm ³	Wasserdampf (erzeugt) Nm ³	CO ₂ im Abgas Nm ³	N ₂ im Abgas Nm ³
CH ₄	1	9510	9,52	2	1	7,5
H ₂	1	3050	2,38	1	-	1,88
CH ₄	105	1 Gcal H ₂	990,6	210	105	787,5
H ₂	327	1 Gcal H ₂	760,6	327	-	614,5

TABELLE 20
ABGASZUSAMMENSETZUNG BEI METHAN UND WASSERSTOFF

Die durchschnittliche Temperatur an der Erdoberfläche hängt im wesentlichen von der Konzentration dreier Gase in der Atmosphäre ab, Ozon, Wasserdampf

und CO_2 . Obwohl ihr Anteil an der Atmosphäre sehr gering ist (CO_2 : 0,032 %, Wasserdampf 2 %, Ozon 10^{-7} ppm), haben diese Gase aufgrund ihrer Filterwirkung, Ozon im ultravioletten Bereich, CO_2 im Infrarotbereich, bestimmenden Einfluß darauf, wieviel Sonnenenergie die Erde erreicht und wiederum abgestrahlt wird /72/.

Eine hinreichend große Änderung in der Konzentration eines dieser Gase zieht eine spürbare Änderung der Temperatur der Erdoberfläche nach sich. In einem modellhaften Ansatz /74/ fanden PLASS und MANABE, daß eine Temperaturerhöhung der Durchschnittstemperatur der unteren Luftschichten bei konstanter relativer Feuchtigkeit und mittlerer Bewölkung bei Verdopplung der CO_2 -Konzentration von 300 und 600 ppm um 1,9 bis 2,36 °C eintritt.

Diese Theorie, die ihren Ursprung in Laboruntersuchungen fand, wurde durch Langzeitmessungen in Hawaii und der Antarktis bestätigt /73/. Es wird vermutet, daß ca. 40 % des durch Verbrennung erzeugten CO_2 in der Atmosphäre bleibt, der Rest wird solange durch die Hydrosphäre aufgenommen, bis eine Sättigung bzw. ein chemisches Gleichgewicht eintritt, das wiederum eine Funktion der Temperatur ist. Warmes Oberflächenwasser nimmt entsprechend der Windgeschwindigkeit CO_2 auf, umgewälztes Tiefenwasser gibt CO_2 ab.

Energieträger	Heizwert H_u kcal/kg	C-Anteil %	CO_2 -Emission t CO_2 / tsKE	CO_2 -Emissionsindex Erögas = 100
Rhein. Braunkohle	2000	26,3	3,38	180
Steinkohle	7000	75	2,75	146
Erdöl	10100	86	2,19	116
Erdgas	7600	70	1,88	100
Rein-Methan	8550	75	1,63	87
CH_4 -Kohlevergasung	8550	74	3,20 ⁺	158
Wasserstoff	2570	-	-	-

+ Dieser Wert berücksichtigt den CO_2 -Ausstoß bei der Kohlevergasung

TABELLE 21
 CO_2 -ERZEUGUNG DURCH VERSCHIEDENE ENERGIE TRÄGER

Die spezifische CO_2 -Emission hängt von dem Kohlenstoffanteil der fossilen Energieträger ab.

Bis 1950 bestritt die Kohle zu mehr als 50 % die Energieversorgung. Bis über die Jahrhundert-

wende hinüber wird Öl die Basis der Energieversorgung darstellen. Weltweit wird Kernenergie am Ende dieses Jahrhunderts zu einem Drittel die Versorgung übernehmen /75/.

Unter der Voraussetzung einer verstärkten Kernenergieerzeugung, einem Anwachsen der Weltbevölkerung auf $8 \cdot 10^9$ Menschen im Jahre 2050 mit dem heutigen Lebensstandard der USA (73 Gcal/Kopf·a) und Schonung der fossilen Energieträger wird der Energieverbrauch in Abb. 32 zugrunde gelegt /75/. Die daraus resultierende CO_2 -Emission bewirkt nach einer modellhaften Untersuchung eine Temperaturerhöhung der unteren Luftschichten von 2°C .

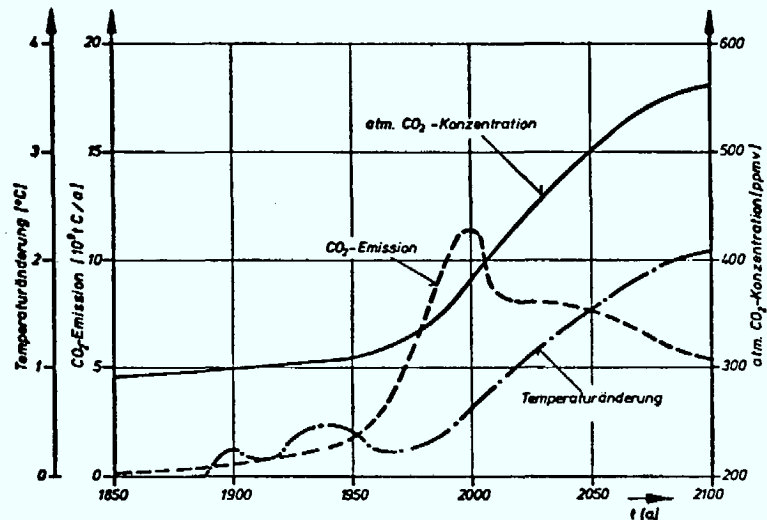


Abb. 32: Weltweiter Energieverbrauch und CO_2 -Emission /75/

Hierdurch wird deutlich, daß eine Versorgung mit Brennstoffen, die kein CO_2 als Abfallprodukt liefern, eine unabdingbare Notwendigkeit darstellt, da schon geringe Temperaturerhöhungen unübersehbare Folgen bewirken können.

Im Gegensatz zu allen anderen Emittenten wie SO_2 , CO, Staub, die sich lokal auswirken, handelt es sich bei der CO_2 -Anreicherung der Atmosphäre um ein weltweites, nicht eingrenzbare Problem. Alle Schadstoffe können mit vertretbarem Aufwand zurückgehalten werden, bei CO_2 würden aufgrund der erzeugten Mengen sehr hohe Aufwendungen erforderlich sein.

Künstliches Methan aus der Kohlevergasung hat, bezogen auf ein Wärmeäquivalent, den höchsten CO_2 -Auswurf, da bei der Herstellung durch die Konvertierung des CO die gleiche Menge CO_2 , wie bei der Verbrennung freigesetzt wird.

Wasserstoff vermeidet als einziger Brennstoff jede Schadstoffemission, so daß auf lange Sicht eine Wärmeerzeugung durch den Endenergieträger Wasserstoff als eine sinnvolle Lösung anzusehen ist.

3 DIE MÖGLICHKEITEN DER WASSERSTOFFVERTEILUNG

3.1 Die Wasserstoffdiffusion und Rohrauswahl

Wasserstoff ist bekannt als Stahlschädling, er bewirkt Versprödung und Rißbildung. Die Einwirkung hängt einerseits stark von den Zustandsgrößen (Druck, Temperatur) des Wasserstoffs ab und der Form (molekular oder atomar), in der er auf den Stahl einwirkt, und andererseits von den Legierungselementen und dem Gefügestand des Stahls /76/. Wasserstoff liegt unterhalb von 500 °C nicht dissoziiert vor. Er kann nicht in das Stahlgefüge eindringen, es sei denn, er zerfällt katalytisch an der Metalloberfläche /77/. Dies tritt aber nur dann ein, wenn durch starke Verformung sich frische Oberflächen bilden, an denen Wasserstoff katalytisch dissoziiert. Dieser Einfluß macht sich aber erst bei beginnender plastischer Verformung bemerkbar /78/.

Es erfolgt dann eine Anlagerung innerhalb des kubisch-raumzentrierten Gitters an den Gitterstörstellen. Die Diffusionsgeschwindigkeit des Wasserstoffs ist auch bei Raumtemperatur so groß, daß er innerhalb des Gitterverbandes den Versetzungen folgen kann und sich dort ansammelt, wo sich die Versetzungen vor Hindernissen stauen. Dieser Versprödungseffekt führt zu einer starken Herabsetzung der Werkstoffzähigkeit. Was-

serstoff fördert dann die Ausbreitung mikroskopischer Anrisse und senkt gleichzeitig die Oberflächenenergie der Rißflächen, so daß dann eine geringere Energie zur weiteren Verformung ausreicht /79/.

Diese Vorgänge treten unter Normalbedingungen ausreichender Rohrdimensionierung und spannungsfreier Verlegung nicht auf.

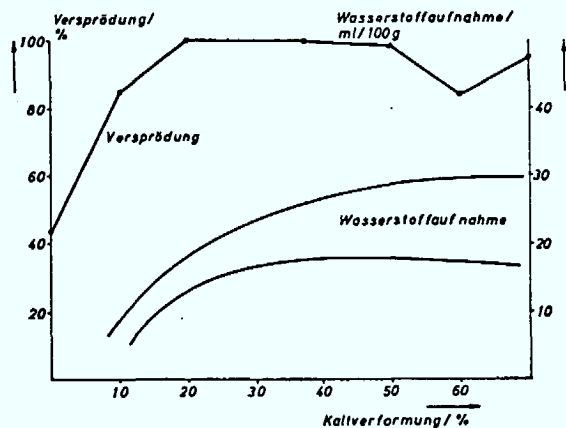


Abb. 33: DIE ABHÄNGIGKEIT DER VERSPRÖDUNGSNEIGUNG UND DER WASSERSTOFFAUFNAHME VON DER KALTVERFORMUNG /79/

Nach den Erfahrungen eines Wasserstoffnetzbetreibers /80/ genügen bei Innendrücken bis zu 40 bar normale Stähle wie ST 38/7 nach DIN 2470 endlos geschweißt, die mit einer Polyäthyleninnenauskleidung zur Verbesserung der Wandrauhigkeit versehen sind.

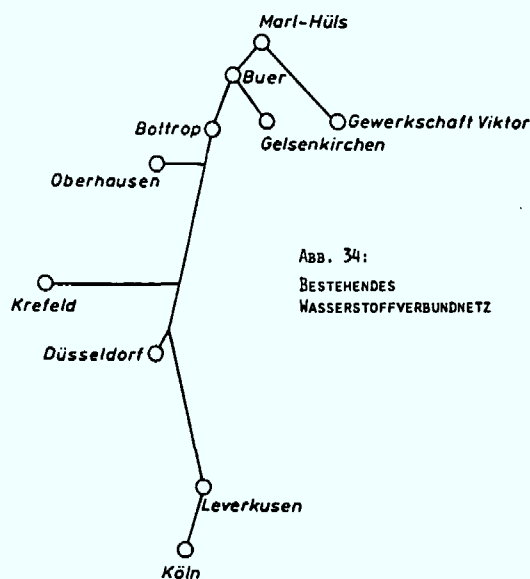


Abb. 34:
BESTEHENDES
WASSERSTOFFVERBUNDNETZ

Die Leckraten dieses Systems liegen unterhalb der Anzeigegenauigkeit der Meßinstrumente, die mit 1 % angegeben ist. Zur Flanschabdichtung wird normales Bleiasbestmaterial benutzt. Zur Reparatur werden die Rohre mit Stickstoff ausgeblasen. Die Dauereinwirkung des Wasserstoffs auf das Material ändert nichts an der guten Schweißbarkeit.

Im Gegensatz zu Erd-, Kokerei- und Stadtgasleitungen sind Wasserstoffleitungen im wesentlichen wartungsfrei. Kürzliche Revisionen von 30 Jahre alten Leitungen zeigten, daß innerhalb des Werksnetzes im Gegensatz zu anderen Gasleitungen kaum nennenswerte Ablagerungen sowie Korrosionsschäden vorlagen. Insgesamt zeigte sich bisher, daß von allen Stoffleitungen, die diese Firma /80/ unterhält, die Wasserstoffleitungen mit der geringsten Störanfälligkeit arbeiten.

3.1.1 Sauerstoffleitungen

Die Rohrmaterialien zur Sauerstofffortleitung sind die gleichen. Die Leitungserstellung verteuert sich jedoch durch die Forderung der vollkommenen Sauberkeit im Rohrinernen.

Jede Unebenheit an der Rohwand, unsaubere Schweißnähte oder Rostablagerungen führen zu Sauerstoffbränden, die sehr schwer zu löschen sind und das Auswechseln ganzer Rohrzüge erfordern.

Vor Inbetriebnahme müssen diese Rohre mit Tetrachlorkohlenstoff ausgebrannt werden, damit vollkommen saubere Wandflächen gewährleistet sind /80/.

3.1.2 Die Fortleitung in Rohren

Von der Transportmenge, der Gasgeschwindigkeit und der Druckstufung her unterscheidet man in Hochdruck- und Niederdruckgasverteilung bzw. in Fern- und Nahverteilung.

Niederdruckgase werden im Bereich der Nahverteilung mit Drücken unter 1 bar und Geschwindigkeiten bis zu 10 m/sec befördert, während Hochdruckgase (Naturgas, Kokereigas) bei 70 bar und 20 m/sec fortgeleitet werden.

Bei dem Transport von inkompressiblen Medien, wie Flüssigkeiten, besteht eine lineare Abhängigkeit zwischen Druckabfall und Transportlänge bei konstanter Geschwindigkeit.

Bei kompressiblen Medien, wie Gasen, findet man die expandierende Fortleitung; das spezifische Gewicht verringert sich wegen des Druckabfalles, während sich gleichzeitig das Transportvolumen vergrößert und die Strömungsgeschwindigkeit mit der Leitungslänge wächst.

Alle Berechnungen für den Gastransport basieren auf der Beziehung von BERNOULLI; sie stellen in abgewandelter Form die Energiebilanz einer infolge Druckunterschiedes sich fortbewegenden Gasmasse dar.

$$vdp + dh + \frac{w}{g} dw + dr = 0$$

Die Summe der Änderungen der potentiellen Energie infolge Druck und Höhenunterschiede der kinetischen Energie und der Reibungsverluste ist gleich Null.

Die Integration dieser Gleichung liefert unter Vernachlässigung der Energie der Lage folgende Lösung als zugeschnittene Größengleichung:

$$\frac{p_1^2 - p_2^2}{L} = 13,8 \frac{v_o^2 \gamma_o \lambda}{(100 d)^5} K (P, T)$$

P	Druck (ata)	λ	Rohrreibungszahl
V_o	Durchsatz (Nm ³ /h)	K	Kompressibilität
d	Durchmesser (m)	T	absolute Temperatur
		γ	spez. Gewicht

Hierbei sind die Kompressibilität und die Rohrreibungszahl gas- und rohrspezifische Größen.

Die Rohrreibungszahl λ ist eine Funktion der Rohrwandrauheit k , des Rohrdurchmessers d und der Reynoldszahl

$$\lambda = f(d/k, Re),$$

wobei die Reynoldszahl ein Maß für die mechanische Ähnlichkeit strömender Medien darstellt.

$$Re = \frac{wd}{2g}$$

- w Strömungsgeschwindigkeit (m/sec)
 d Rohrdurchmesser (m)
 η dyn. Zähigkeit 20 °C (kp sec/m²)
 g Erdbeschleunigung

Das unterschiedliche Verhalten der in Tab. 22 aufgeführten Gase ist auf den Einfluß der verschiedenen Viskositäten und Wichten zurückzuführen. Für Druckunterschiede von 1:2,5 innerhalb des Normmaßbereiches ASA 400 ($P_1 = 67,5$ at, $P_2 = 25$ at) ergeben sich die mittleren Strömungsgeschwindigkeiten der rechten Spalte in Tab. 22. Die zugehörigen Reynoldszahlen unterscheiden sich bei Methangas und Wasserstoff um den Faktor 2.

	γ (kp/m ³)	$10^5 \eta$ (kp sec/m ²)	Re (15 m/sec)	Re für technisch sinnvolle Geschw.
CH ₄	0,717	1,05	$1,04 \cdot 10^6$	$1,04 \cdot 10^6$ bei 15 m/sec
H ₂	0,0899	0,85	$0,16 \cdot 10^6$	$0,48 \cdot 10^6$ bei 45 m/sec
O ₂	1,429	1,95	$1,16 \cdot 10^6$	$1,04 \cdot 10^6$ bei 13,5 m/sec

Die Angaben gelten für 20 °C, Rohrdurchmesser 1 m.

TABELLE 22
VERGLEICH DER FÖRLEITUNGSKONSTANTEN

Entsprechend dem Verhältnis der Oberflächenrauheit und dem Durchmesser eines Rohres ergibt sich in bezug auf die Strömung ein hydraulisch rauhes oder glattes Verhalten. Je nach Güte und Alter eines Rohres liegen die Wandrauheiten zwischen 0,05 und 0,4 mm /82/.

Einen weiteren Einfluß übt das Realgasverhalten auf das Transportgeschehen aus. Im Gegensatz zu Methan wird die transportierte Wasserstoffmenge, bezogen auf einen mittleren Druck

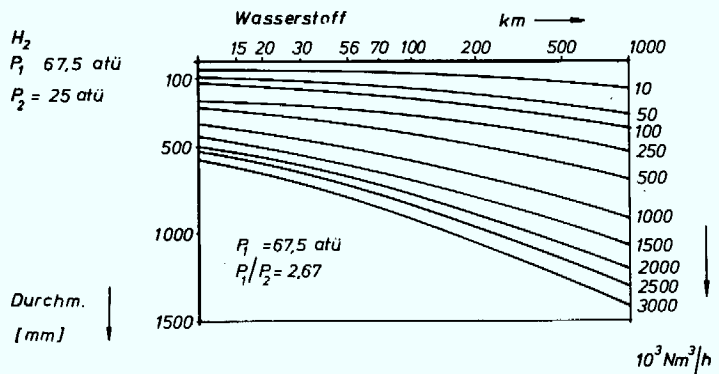
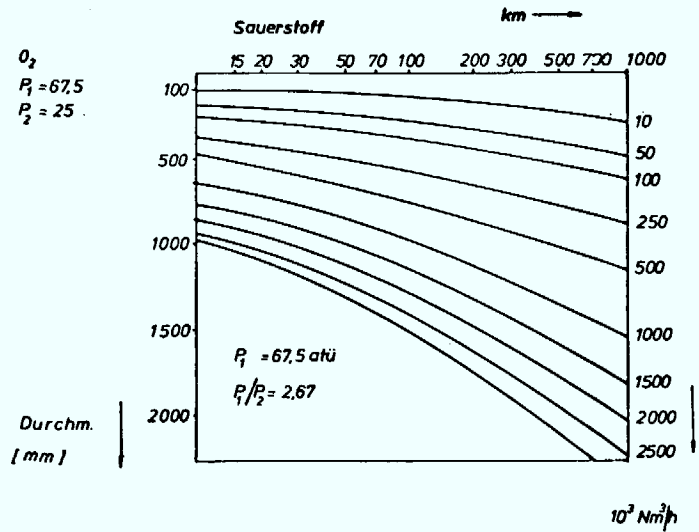
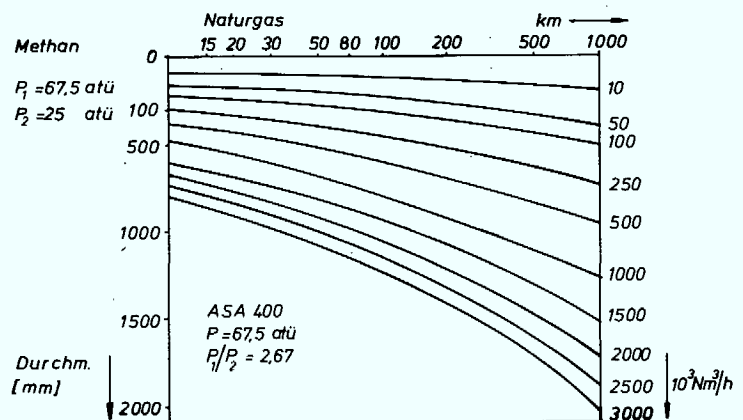
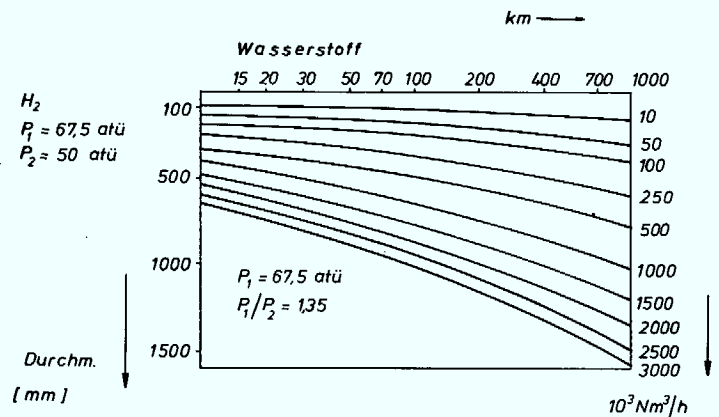


ABB. 36:

Der Zusammenhang
 zwischen
 Rohrdurchmesser,
 Durchsatz und
 Transportentfernung
 bei vorgegebenem
 Druckverhältnis
 für
 Naturgas,
 Sauerstoff,
 Wasserstoff



$$P_m = \frac{2}{3} \frac{P_1^3 - P_2^3}{P_1^2 - P_2^2} \quad \text{um 2 bis 4 \% verringert.}$$

Die Abb. 36 zeigt die Transportkapazitäten verschiedener Rohrdurchmesser für ein Druckverhältnis 1 : 2,67 (ASA 400) und für den Fall vorgesehener Zwischenverdichtung von 1 : 1,35 bei einem Anfangsdruck von 67,5 at.

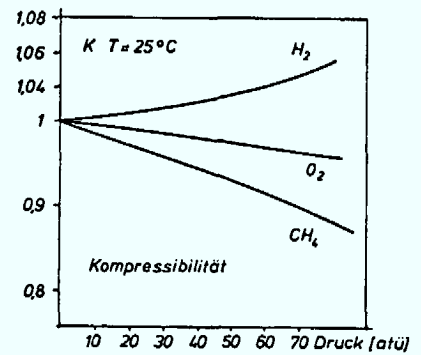


ABB. 35: DAS REALGASVERHALTEN

	Transportiertes Volumen Nm ³		Transportierter Heizwert Gcal H _u	
H ₂	2,68	0,267	0,909	1
CH ₄ +	1	0,37	1	1,099
O ₂	0,7	0,267	-	-

* Naturgas

TABELLE 23
TRANSPORTVERGLEICH CH₄/H₂

Tabelle 23 gibt einen Überblick über die unterschiedlichen Gasdurchsätze bei vorgegebenem Druckverhältnis und Rohrdurchmesser.

$$(P_1/P_2 = 1,35, d = 1 \text{ m})$$

Aufgrund der geringen Wichte des Wasserstoffs ist seine Flußgeschwindigkeit bei gleichem Druckabfall um das 2,68-fache höher als die des Methangases. Auf den gleichen Heizwert (Heizwertverhältnis: Naturgas/H₂ = 2,94) ist jedoch der transportierte Wärmeinhalt des Wasserstoffs um 9,9 % geringer.

3.1.3 Verdichteranlagen

Die Transportkapazität einer Leitung wird durch das Druckverhältnis und den gewählten Rohrdurchmesser bestimmt. Eine Verdopplung des Durchmessers bewirkt eine Durchsatzsteigerung um den Faktor 5,65. Eine Druckerhöhung von 100 % bezogen auf gleichen Enddruck bedingt Kapazitätserhöhungen von ca. 250 %.

Zwischenverdichtungen sind bei längeren Übertragungswegen sinnvoll, da beliebige Rohrdurchmesser technisch und wirtschaftlich nicht möglich sind. Neben einer Erhöhung der Transportkapazität wird vermieden, daß

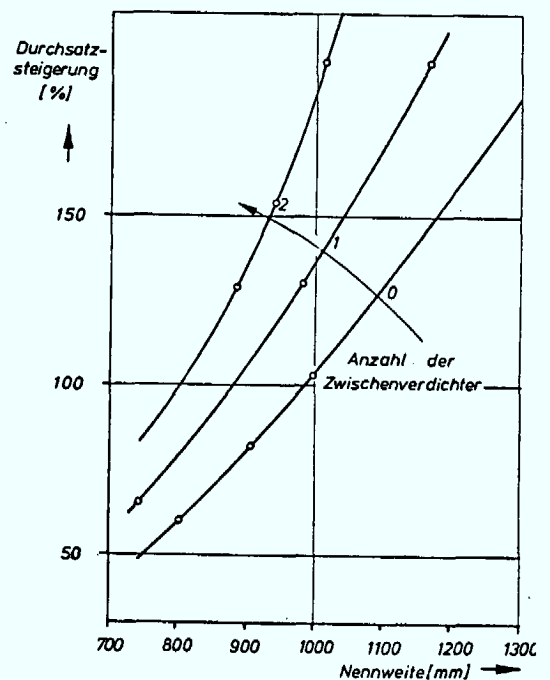


Abb. 37: DER EINFLUSS VON ZWISCHENVERDICHTERN
 $P_2/P_1 = 1,35$; $L = 350 \text{ km}$; $P_1 = 67,5 \text{ at}$

die Enddrücke in einem System nicht zu weit absinken und zulässige Strömungsgeschwindigkeiten überschritten werden. Entsprechend den Verdichtungsverhältnissen und der Anzahl der Verdichter erhöht sich die Transportkapazität der Leitung (Abb. 37).

Gemäß den Eigenschaften des Gases ändert sich der Aufbau von Verdichtern.

a) Die Schallgeschwindigkeit w_s des Gases:

$$w_s = \sqrt{\chi RT}$$

χ : Adiabatenexponent
R: Gaskonstante
T: absolute Temperatur

$$\frac{w_{sH_2}}{w_{sCH_4}} = 3,23$$

Wasserstoff besitzt mit 1261 m/sec die 3,23-fache Schallgeschwindigkeit von Methan.

b) Der Massenstrom

$$\dot{m} = \frac{P}{\Delta H}$$

m: (kg/sec)
P: Verdichterleistung
H: Förderhöhe

Bei gleicher Verdichterleistung gilt:

$$\frac{\dot{m}(H_2)}{\dot{m}(CH_4)} = \frac{\Delta H_{CH_4}}{\Delta H_{H_2}} = 0,101$$

c) Der Volumenstrom

$$\dot{V} = \frac{\dot{m}}{\rho} = \frac{P}{\Delta H \rho}$$

$\dot{V}$: Durchsatz (m³/h)
M: Molekulargewicht
 ρ : Dichte (kg/m³)

Bei konstanter Verdichterleistung beträgt der Volumenstrom des Wasserstoffs nur 80 % des Methandurchsatzes.

d) Die Drehzahl ist bei gleicher Verdichterleistung neben der Gasart vom Druckpegel (Verdichtereingangsdruck) abhängig.

$$n \sim P_1^{1/2}$$

P_1 : Eingangsdruck

Mit abnehmendem Molekulargewicht des Gases steigt die Verdichterdrehzahl.

$$n \sim H^{1/2} \cdot (\chi/M)^{3/4}$$

H: adiabatische Förderhöhe

Nach Messungen /83/ liegt die Verdichterdrehzahl bei gleicher Förderhöhe für Wasserstoff um den Faktor 1,3 höher als für Methan.

e) Stufenzahl

Für die Stufenzahl Z gelten folgende Beziehungen /84, 85/:

1) Leichte Gase: Begrenzung der Drehzahl durch die zulässige Umfangsgeschwindigkeit.

$$Z \sim H/M$$

M: Molekulargewicht

H: Förderhöhe des Verdichters

2) Schwere Gase: Begrenzung der Drehzahl durch die Machzahl.

$$Z \sim H/\chi$$

χ : Isentropenexponent

Wegen seines geringen Molekulargewichtes benötigt Wasserstoff bei gleicher Förderhöhe und bei gleicher Verdichterdurchtrittsfläche ungefähr die 5-fache Stufenzahl gegenüber Methan.

f) Verdichterleistung

$$N_{ad}(kW) = 0,27 V_1 P_1 \frac{\chi}{\chi-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{\chi-1}{\chi}} - 1 \right]$$

N: Leistung (kW)
V: Durchsatz (Nm³/h)
P₁: Ansaugdruck (kp/cm²)
P₂: Ausgangsdruck (kp/cm²)
 χ : Adiabatenexponent

Bei gleichem Druckverhältnis wird zur Verdichtung eines Wärmeäquivalentes, bezogen auf Naturgas, die 3,3-fache Verdichterleistung für Wasserstoff be-

Gasart	Spezifische Leistung bezogen auf gleichen Volumendurchsatz	Spezifische Leistung bezogen auf gleichen Heizwertdurchsatz
	bezogen auf Methan	bezogen auf Methan
O ₂	1,042	-
H ₂	1,07	3,31
CH ₄	1	1

TABELLE 24
VERGLEICH DER VERDICHTERLEISTUNG
FÜR VERSCHIEDENE GASE
BEI GLEICHEM DRUCKVERHÄLTNIS

nötigt. Es ist daher beim Aufbau eines Wasserstoffnetzes darauf zu achten, daß durch entsprechende Rohrdimensionierung die Zahl der Zwischenverdichtungen minimiert wird.

3.1.4 Die Wirtschaftlichkeit der Gasfortleitung

3.1.4.1 Die Rohrleitungen

Aus Tab. 25 gehen die mittleren Erstellungskosten für bisher in Europa gebaute Rohrsysteme hervor. Mit den in der Gaswirtschaft üblichen Berechnungsmodalitäten

Abschreibungsdauer	20 Jahre
Langfristiger Zinsfuß	9 %
Wartung	1,8 % d.J.
Steuern, Versicherung	3 %

ergeben sich Jahreskosten von 13 % der Investitionssumme.

ROHR- UND ROHRVERLEGUNGSKOSTEN FÜR ERDGASFERNLEITUNGEN ¹⁾												
Nennweite (m)	0,5	%	0,6	%	0,75	%	0,9	%	1,0	%	1,2	%
Angaben in DM/km												
Lieferung:												
Rohre	93.000	25	123.000	28	195.000	36	270.000	40	335.000	42	480.000	45
Armaturen ²⁾	1.400	0,4	1.600	0,4	2.300	0,4	3.200	0,5	4.500	0,6	6.700	0,7
Fernwirk- kabel	10.000	2,7	10.000	2,3	10.000	1,8	10.000	1,5	10.000	1,3	10.000	1,0
Verlegung												
Tiefbau	65.000	17,6	80.000	18	90.000	17	105.000	15	120.000	15	165.000	15,7
Rohre	75.000	20,3	95.000	22	120.000	22	165.000	24	195.000	25	265.000	25
Trassenkosten ³⁾	100.000	27	100.000	23	100.000	18	100.000	15	100.000	13	100.000	9,5
Kathoden- schutz ⁴⁾	3.000	0,8	3.000	0,7	3.000	0,6	3.000	0,5	3.000	0,4	3.000	0,3
Fernwirk- anlage	2.000	0,5	2.000	0,5	2.000	0,4	2.000	0,3	2.000	0,3	2.000	0,2
Engineering	20.000	5,4	20.000	4,6	20.000	4	20.000	2,9	20.000	2,5	20.000	1,9
Investitions- kosten DM/km	370.000	100	435.000	100	545.000	100	680.000	100	790.000	100	888.000	100
											1055.000	

- 1) Die Angaben basieren auf Mitteilungen der Firma Dorach Consulting, München (August 1973).
2) Schieberkosten gelten für die Druckstufe ASA 400.
3) Stellt einen Mittelwert für deutsche Verhältnisse dar.
4) Kathodenschutzart (Opferanoden, Fremdstrom gespeist) von der Bodenart abhängig.

TABELLE 25

Die Investitionskosten D (DM) der Rohrsysteme steigen exponentiell mit dem Durchmesser D (m).

$$K = K_0 D^n$$

$$n = 1,09 \quad (0,5 \text{ m} < D < 1 \text{ m})$$

$$n = 1,56 \quad (1 \text{ m} < D < 1,2 \text{ m})$$

Die Transportkapazität V (Nm^3/h) steigt dagegen in Abhängigkeit vom Rohrdurchmesser wesentlich stärker:

$$V = V_0 D^{2,5}$$

Die relativen Erstellungskosten K/V einer Einheit Transportkapazität sind daher einer hohen Degression unterworfen.

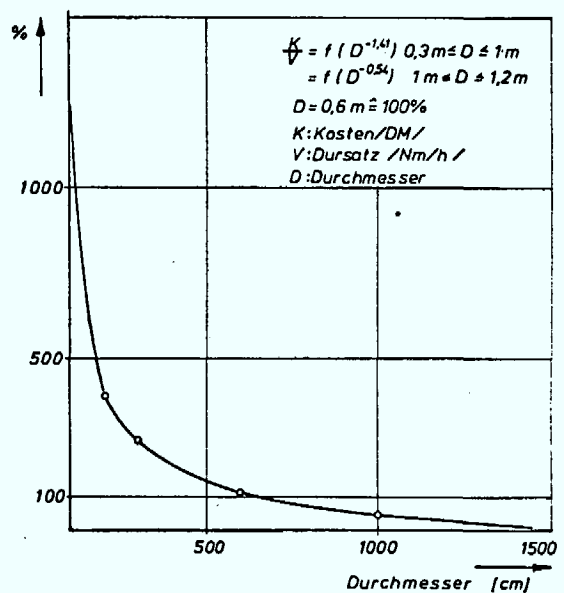


Abb. 38: DIE DEGRESSION DES ANLAGEKOSTEN-DURCHSATZ-VERHÄLTNISSSES FÜR ROHRLEITUNGEN

3.1.4.2 Verdichteranlagen

Die entscheidende Einflußgröße der Transportkapazität ist bei gegebenem Druckverhältnis der Rohrdurchmesser. Zwischenverdichtungen dienen aus wirtschaftlichen Gründen meistens einer nachträglichen Kapazitätskorrektur. Je höher die Benutzungsdauer und je größer die Nennweite der vorhandenen Leitung ist, umso geringere Vorteile bringt eine Zwischenverdichtung. Bei geringen Benutzungsdauern dagegen ist im Hinblick auf geringe Leitungskosten (kleine Querschnitte) eine Zwischenverdichtung sinnvoll. Das gleiche gilt für kurzzeitige hohe Leitungsbelastungen.

Die Anlagekosten für Verdichteranlagen müssen, da Referenzanlagen für Wasserstoff, Methan und Sauerstoff nur in stark unterschiedlichen Größen existieren, mittels Degressionsfaktoren auf gleiche Anlagegrößen umgerechnet werden (Tab. 26).

Referenzanlagen	Wasserstoff	Methan	Sauerstoff
Leistung (Nm ³ /h)	1.000	100.000	8.000
Anlagekosten (DM/PS)	2 400	1 500	2 900
Spez. Verbrauch (PSH/Nm ³)	0,031	0,028	0,035
Leistungsreserve	25 %	25 %	25 %
Druckverhältnis	1 : 1,6	1 : 1,6	1 : 2
Anfangsdruck (ata)	8	40	10
Literaturangabe	/80/	/86/	/80/
Mittlerer Degressionsfaktor	0,9	0,9	0,9
Spez. Anlagekosten DM/PS bei 100.000 Nm ³ /h	1514	1500	2303
Abschreibung 15 Jahre			
Zinssatz 9 %			
Wartung und Instandhaltung 3 %/a			
Steuer, Versicherg. 3 %/a			
Annuität 17 %	8000 h/a	8000 h/a	8000 h/a
Jahreskosten DM/PS	257,3	255,-	391,-
Brennstoffkosten DM/Gcal	8	8	8
Mittlere Brennstoffkosten DPfg/Nm ³ Verdichterdurchsatz	0,0159	0,0144	0,0159

TABELLE 26
VERDICHTERKOSTEN

Wasserstoff und Methanverdichter unterscheiden sich nach den vorliegenden Anlagekosten /80,86/ nicht wesentlich, während Sauerstoffkompressoren teurer sind. Der Sauerstoff muß auf-

	Verhältnis der Verdichtungskosten Nm ³ H ₂ / Nm ³ CH ₄	Verhältnis der Verdichtungskosten Gcal H ₂ / Gcal CH ₄
CH ₄	1	1
H ₂	1,1	3,24

TABELLE 27
VERGLEICH DER VERDICHTERKOSTEN

grund der Entzündungsgefahr ölfrei verdichtet werden, was Trockenläufer oder Verdichter mit wassergeschmierten Lagern erfordert.

3.1.4.3 Vergleichende Wirtschaftlichkeit einer Energiefernübertragung

Die Transportkosten sind eine wesentliche Ausgangsgröße für Standortfragen von Endenergieerzeugern.

1) P = 2 P nat 2) Dauerlast T _n = 5000 h		Freileitung 4 Systeme	Freileitung 2 Systeme	Freileitung 1 System	Einleiter- Ölkabel	gekühltes Einleiter- Ölkabel	SF ₆ -Rohrleiter	Kryokabel	Supraleitend Kabel
Mastbild 10 m									
Unterirdische Systeme 0,1 m									
Trassenbreite m		82	74	89	0,8	1,2	2,5	0,5	0,8
Betriebsspannung kV		380	720	1050	400	400	400	120	120
Leiterquerschnitt cm ²		1060 Al	2740 Al	3864 Al	1000 Cu	2000 Cu	8000 Al	3200 Al	20 cm Umfang
Gesamtquerschnitt cm ²		12720 Al	16440 Al	11592 Al	3000 Cu	6000 Cu	24000 Al	9600 Al	-
Leiterstrom A		1880	3200	4840	643	2160	3600	4800	12000
Übertragungsleistung MVA		5200 ¹⁾	8000 ¹⁾	8800 ¹⁾	445 ²⁾	1500	2500	1000	2500
Verlustleistung kW/km		1280 ¹⁾	680 ¹⁾	560 ¹⁾	62	336	276	136	136
Anlagekosten DM		144	106	74	3820	1670	1680	1080	1400
Jahreskosten einschl. Verlustleistung MVA·km·a DM		46,3	22,4	16,2	423,7	209	169	485	168,5
Benötigte Trassenbreite m/GVA		15,8	9,2	10	1,8	0,8	1,0	0,5	0,32
DPG/km 100 km		0,098	0,044	0,032	0,84	0,41	0,338	0,97	0,33
DM/Gcal 100 km		1,13	0,51	0,37	9,74	4,75	3,92	11,25	3,82

TABELLE 28
KOSTEN DER ELEKTRIZITÄTSÜBERTRAGUNG /87,88/

Aus den vorangegangenen Kostenaufstellungen für die Fernübertragung von Gasen zeigt sich, daß die Elektrizität entsprechend der gewählten Spannungsebene verglichen mit der Gasfortleitung nur geringe Kostenvorteile bei Übergang zu größeren Transportmengen zeigt (Abb. 39).

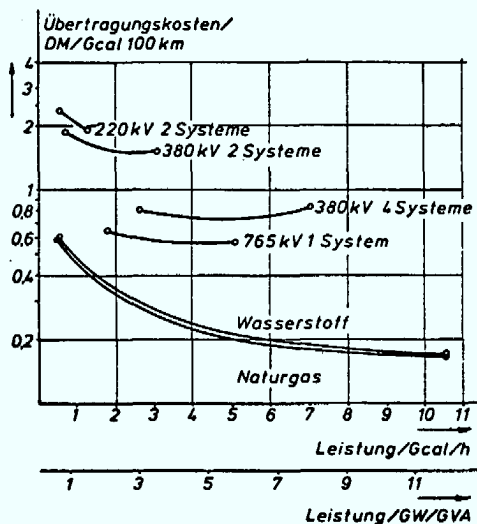


Abb. 39: VERGLEICH VON ÜBERTRAGUNGSKOSTEN OHNE SCHALTFELDER UND VERDICHTUNG

Bei dieser Betrachtung werden jedoch nur die reinen Leitungs- bzw. Rohrinvestitionen berücksichtigt. Alle weiteren Investitionen für Schaltfelder, Übergabestationen und Transformatoren können nur dann mit in die Rechnung einbezogen werden, wenn die Übertragungsentfernungen festliegen. In Abb. 40 sieht man den Einfluß der Zwischenverdichtung auf die Kosten des Gastransportes bei einer Weglänge von 100 km.

Die anteiligen Kosten für Verdichter, Transformatoren und Schaltfelder sind prozentual

für verschiedene Leistungen angegeben /90,91/ (Transportentfernung 100 km).

Für Leistungen von 6 GW über eine Entfernung von 100 km ergeben sich unter Berücksichtigung aller Transportelemente folgende Gesamtkosten:

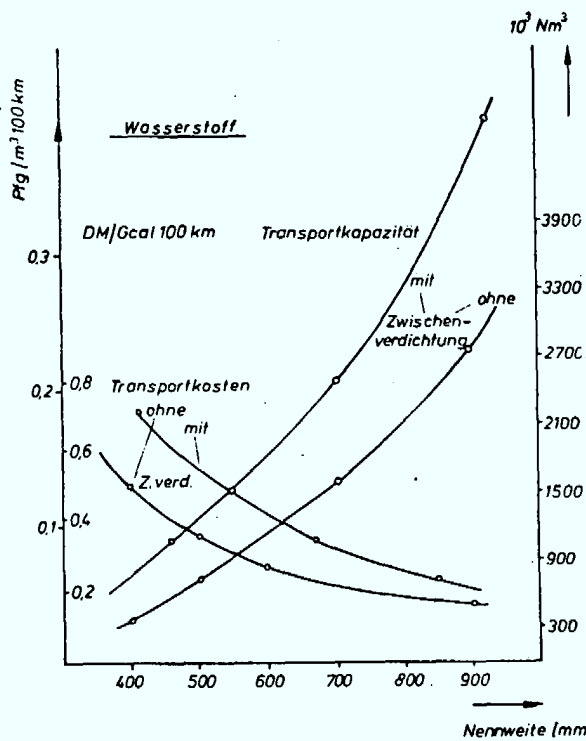


Abb. 40: Übertragungskosten für Wasserstoff

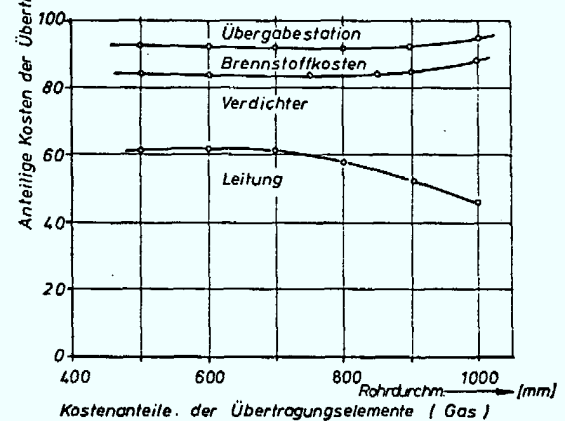
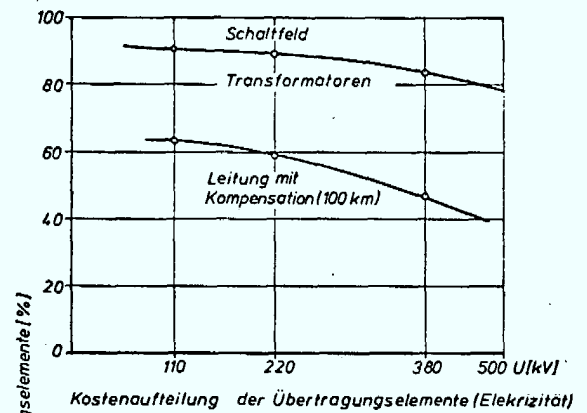


Abb. 41

Methan	0,34 DM/Gcal 100 km
Wasserstoff	0,42 " " "
Elektrizität (380 kV)	1,66 " " "

Voraussetzung zu dieser Abschätzung sind:

Benutzungsdauer	8000 h
Bewertung der Wirkverluste	2,6 DPfg/kWh
Bereitstellung der elektrischen Verlustleistung	500 DM/kW
$\cos \varphi$	0,85

3.2 Die Gasbevorratung

Die Höhe des Gasabsatzes ist zeitlich durch die täglichen Verbrauchsgewohnheiten und durch jahreszeitliche Witterungseinflüsse bestimmt. Das Verhältnis der durchschnittlichen Monatsabgaben der drei Wintermonate Dezember, Ja-

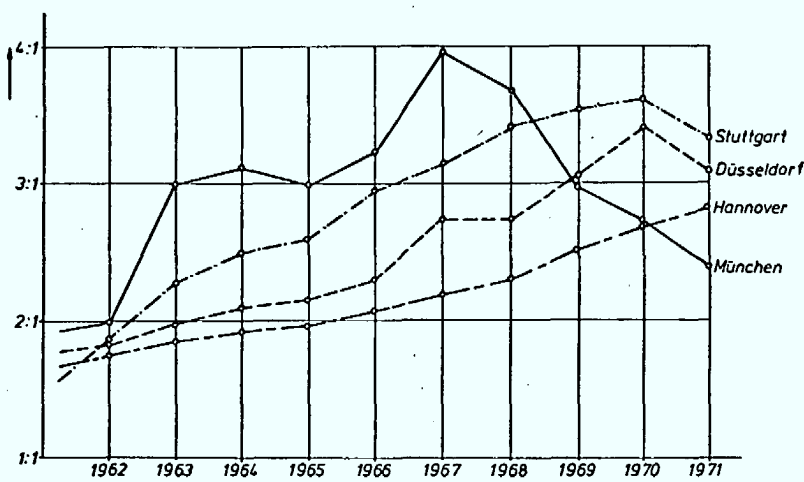


Abb. 42: JAHRESZEITLICHE VERBRAUCHSSCHWANKUNGEN BEI DER GASNACHFRAGE /92/

nuar, Februar zu den Gasabgaben in den drei Sommermonaten Juni, Juli, August (Abb. 42) zeigt, daß Schwankungsbreiten in einem Verhältnis 4 : 1 auftreten können.

An den Schwankungen sind die einzelnen Verbrauchergruppen unterschied-

lich beteiligt. Die Haushalte zeigen eine viermal so hohe Schwankungsbreite innerhalb des jahreszeitlichen Verbrauchsablaufes wie z.B. die Industrie.

Gas läßt sich im Gegensatz zur Elektrizität günstig bevorraten, so daß die Möglichkeit gegeben ist, tages-, wochen- und jahreszeitliche Schwankungen auszugleichen.

Gleichzeitig übernimmt der in der Nähe des Verbrauchers befindliche Speicher die Aufgabe der Netzredundanz, die bei der elektrischen Versorgung nur durch ein teures vermaschtes übergeordnetes Netz gegeben ist. Bei Leitungsschäden kann der Speicher je nach Größe über eine bestimmte Zeit die Versorgung eines Gebietes sicherstellen.

Gasfernleitungen werden dann am wirtschaftlichsten betrieben, wenn sie entsprechend ihrer Auslegung möglichst mit einer hohen Benutzungsstundenzahl betrieben werden.

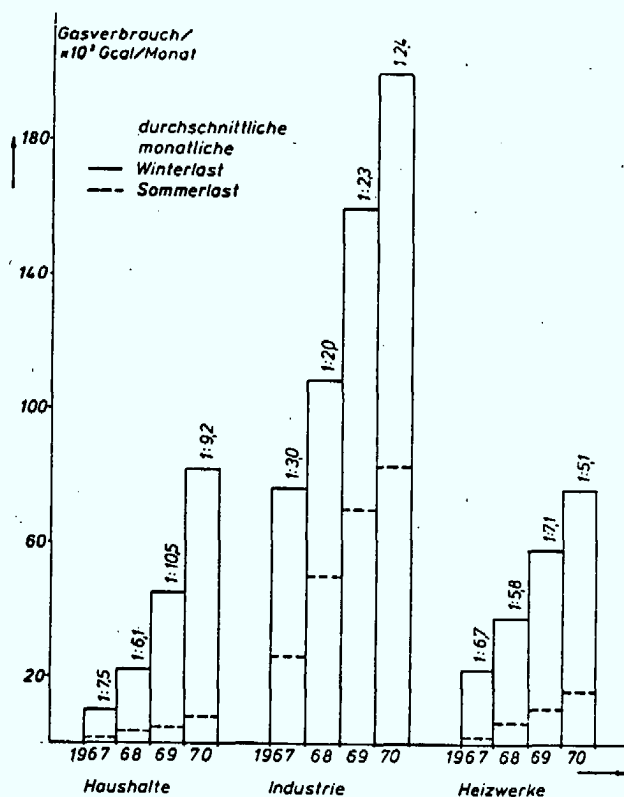


Abb. 43: JAHRESZEITLICHE VERBRAUCHSSCHWANKUNGEN IN EINEM VERSORGUNGSBEZIRK /93/

Entsprechend der Größe und der Abnahmestruktur eines Versorgungsgebietes sind die Bedingungen für den wirtschaftlichen Einsatz eines Speichers verschieden. Sie richten sich nach:

- (1) den Transportkosten einer Leitung bei unterschiedlicher Belastung.
- (2) dem Ausmaß der zu überbrückenden Schwankungen in Abhängigkeit von der Strukturierung eines Versorgungsgebietes.
- (3) der Höhe der temperaturabhängigen Grundlast.
- (4) den Speicherkosten.
- (5) der Entfernung zwischen Gasquelle und Verbraucher.

Formal wird dieser Zusammenhang in Abb. 44 und 45 dargestellt.

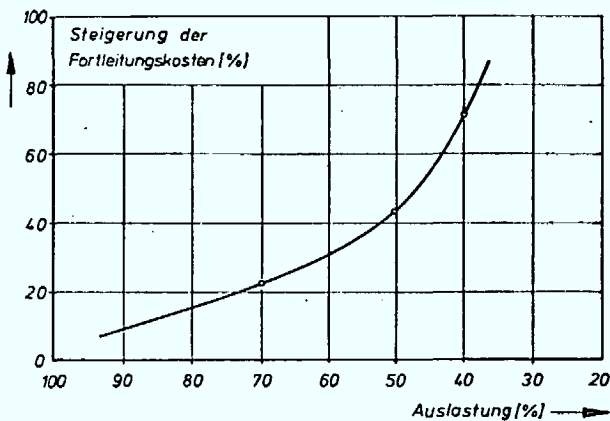


Abb. 44: DIE ABHÄNGIGKEIT DER FORTLEITUNGSKOSTEN VON DER TRANSPORTNETZAUSLASTUNG

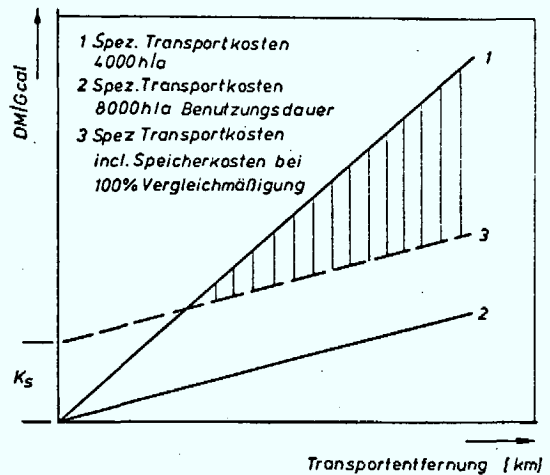


Abb. 45: MÖGLICHE TRANSPORTKOSTENEINSPARUNG BEI SPEICHERUNG

Die Transportkosten bei Vergleichmäßigung, belastet durch die Speicherkosten, müssen kleiner sein als die Transportkosten ohne Vergleichmäßigung, z.B. durch größer dimensionierte Rohre.

Die Jahresdauerlinie der zeitlichen Abnahmemenge gibt Aufschluß über die Größenordnung der lang-, mittel- und kurzfristig abzuspeichernden Mengen.

Die derzeitige mittlere Auslastung von Rohrsystemen beträgt 57 % entsprechend 5000 Vollaststunden im Jahr, wobei Speichermöglichkeiten ausschließlich zum Ausgleich stündlicher oder täglicher Entnahmespitzen bestehen (Leitungs- und Behälterspeicherung). Erst bei Einsatz von Großspeichern erhöht sich der Ausnutzungsgrad entsprechend 7000 - 8000 Benutzungsstunden im Jahr.

Zur Abdeckung von kurzzeitigen Gasspitzen wurden bisher Niederdruck- und Hochdruckbehälter verwendet. Für die jahreszeitliche Speicherung kam der Erdgasversorgung zugute, daß sich ausgebeutete Erdgasfelder sowie Aquifere (gasaufnahmefähige poröse Gesteinsformationen unter gasundurchlässigen Schichten) und Kavernen sehr gut zu einer kostengünstigen Erdgasspeicherung eignen. Falls die geologischen Voraussetzungen keine der drei vorgenannten Speicherformen zulassen, geht man zur Gasverflüssigung über.

Speicherarten	Durchschnittl. Speichermengen	Durchschnittl. Speicherkosten	Literatur
Kurzzeitspeicherung	10^6 m^3	DPfg/Nm ³ CH ₄	
Niederdruckbehälter	0,1 - 0,6	1,7 DPfg ¹⁾	93
Hochdruckbehälter 30 at - 40 at	0,15 - 0,5	1,3 - 1,6 DPfg	94
Langzeitspeicher			
Aquifere	150 - 200	3,5 - 5 ²⁾	95
Kavernen	50 - 100	3 - 5	96
Porenspeicher	200 - 400	5,8	97
Flüssiggas	15 - 30	14 - 17	98, 99

1) 200-facher Lastwechsel pro Jahr
2) 1-facher Lastwechsel pro Jahr
Anmittle: 6,5 t/a

TABELLE 29
DURCHSCHNITTICHE ARBEITSPREISE FÜR ERDGASSPEICHER

Die geologischen Verhältnisse lassen in Deutschland nur in wenigen Fällen den Ausbau von Naturgasspeichern zu. Insbesondere sind die Aussohlkosten bei der Ausspülung von Salzkavernen zu hoch. Die Lage der Speicher deckt sich auch nur in wenigen Fällen mit denen der Verbraucherzentren.

3.2.1 Vergleich von konventionellen Speicherverfahren

Da ein Wärmeäquivalent Wasserstoff das 2,94-fache Volumen von Methangas einnimmt, ist seine Bevorratung aufwendiger.

3.2.1.1 Kurzzeitspeicher

Zur Abdeckung der Tagesspitzen mußten Hochdruck-Kugelgasbehälter für die Speicherung der gleichen Wärmemenge Wasserstoff das 3,15-fache Volumen aufweisen, das für Naturgas benötigt wird.

Ein geeigneteres Mittel zur Abdeckung der Tagesspitzen ist unter Umständen das Ausnutzen des Transportsystems. Eine Rohrleitung NW 1500 enthält auf 70 at aufgeladen pro 100 km ca. $12,3 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ Wasserstoff. Ist diese Leitung auf $13 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Nenntransportkapazität ausgelegt (Strömungsgeschwindigkeit 50 m/sec) und wird mit einer durchschnittlichen Belastung von $7,8 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{h}$ (Auslastung 60 %) betrieben, dann würde eine Stunde Spitzenbelastung von zusätzlich 100 % der durchschnittlichen Belastung einen Druckabfall von 50 % bezogen auf ein Füllvolumen von 100 km bewirken. Bei 400 km Leitungslänge beträgt der Druckabfall nur noch 12,5 % (Abb. 46), bei einer 50 %-igen Überlastung 7 %.

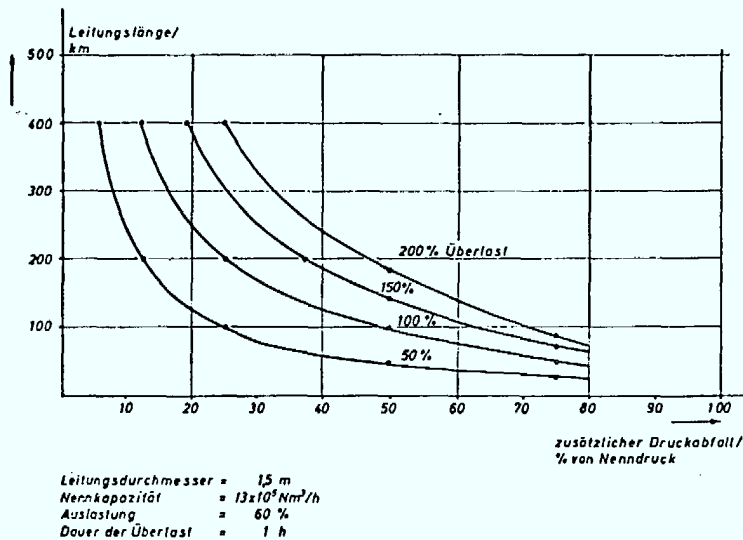


Abb. 46: ZULÄSSIGER DRUCKABFALL BEI LEITUNGSSPEICHERUNG

Dieser Weg ist jedoch nur möglich, wenn hinreichende Entfernungen und großvolumige Rohre ein zu starkes Absinken des Leitungsdruckes verhindern. Eine Leitung auf 60 % Auslastung betreiben heißt, bei der Projektierung den Nenndurchsatz um 40 % zu erhöhen und den Durchmesser um 22 % vergrößern. Die Kostensteigerung beträgt dann 30 % bezogen auf die ursprünglichen Anlagekosten.

3.2.1.2 Die jahreszeitliche Speicherung

Poröse Gesteinsschichten mit überdeckendem gasundurchlässigen Deckgestein eignen sich zur Einlagerung von Gas. Diese natürlichen Speicher differieren hinsichtlich ihrer Eigenschaften und wirtschaftlichen Verwendbarkeit aufgrund geologischer Gegebenheiten. Die Permeabilität des Speichergesteins ist ausschlaggebend für die Geschwindigkeit der Gasaufnahme und Abgabe.

In wieweit diese Formationen zur Lagerung von Wasserstoff herangezogen werden können, hängt von den jeweiligen geologischen Gegebenheiten ab. Aufgrund seines molekularen Aufbaues diffundiert Wasserstoff ungleich stärker als Me-

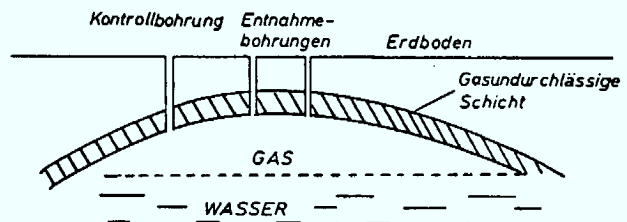
than. Die Deckstrukturen von Naturspeichern, die Wasserstoff aufnehmen sollen, müssen zusätzlich durch Wasser in den Kapillarporen versiegelt sein.

Es existieren zwei Beispiele:

- (1) Der $364 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$ große Aquiferspeicher Beynes bei Paris, in den Stadtgas mit 56 % Anteil Wasserstoff gelagert wird /35/.
- (2) Ein ausgebeutetes Naturgasfeld in Amerillo/Texas, in dem heute $840 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$ Helium gelagert werden.

Da das Vorhandensein günstiger Formationen selten mit der Lage der Verbraucher übereinstimmt, ist die Gasverflüssigung oft ein geeigneteres Mittel zur Speicherung.

Stadtgasspeicher Beynes



3.2.1.3 Die Gasverflüssigung

Die Lagerung von Flüssiggas ist wegen der hohen Volumenverdichtung interessant. Bei Naturgas ergibt sich eine Volumenverrin-

gerung von 1/587 und für Wasserstoff von 1/865. Dem stehen erhöhte Aufwendungen durch die Temperaturabsenkung auf -161°C bei Naturgas und auf $-252,8^\circ\text{C}$ bei Wasserstoff entgegen.

KOSTENART	10^3 DM	t
Kapitalkosten	6113	73
Personalkosten	254	3
Instandhaltung	301	3,5
Verdichtung	815	9,5
Aufbereitung	940	11,0
Gesamtkosten	8623	100,0
Betriebskosten	5,7	DPfg/Nm ³

Abb. 47:
BETRIEBSKOSTEN BEI EINEM
JAHRESUMSCHLAG VON $150 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$

Erdgasverflüssigungen werden für den Schiffstransport und zur Bevorratung in großem Stile durchgeführt. Die Speicher werden in den Sommermonaten innerhalb von 200 Tagen gefüllt. Der Inhalt steht dann zur Spitzendeckung von ca. 400 Stunden bereit. Entsprechend des Verwendungszweckes muß die Verflüssigungs- und Verdampferleistung ausgelegt werden.

Die Verdampferrate der Speicher liegt in einem sehr niedrigen Bereich von 0,05 %/Tag bezogen auf das geometrische Volumen, was an den Isolationsaufwand hohe Anforderungen stellt. Man wählt eine Anordnung von kaltzähem nickellegierten Stahl als Behälter, der durch einen weiteren Spannbetonbehälter ge-

schützt wird. Der Zwischenraum wird mit Isolationsmitteln (Foamglas und Perlit) ausgefüllt. Es werden aus Kostengründen ausschließlich Niederdruckbehälter verwendet /96/.

Die Verflüssigung geschieht durch stufenweise Abkühlung nach dem Kaskadenverfahren, da der Energiebedarf im Vergleich zu anderen Verfahren niedrig ist.

Ein Überblick über die Naturgasverflüssigungskosten soll einen späteren Vergleich mit der Wasserstoffverflüssigung ermöglichen.

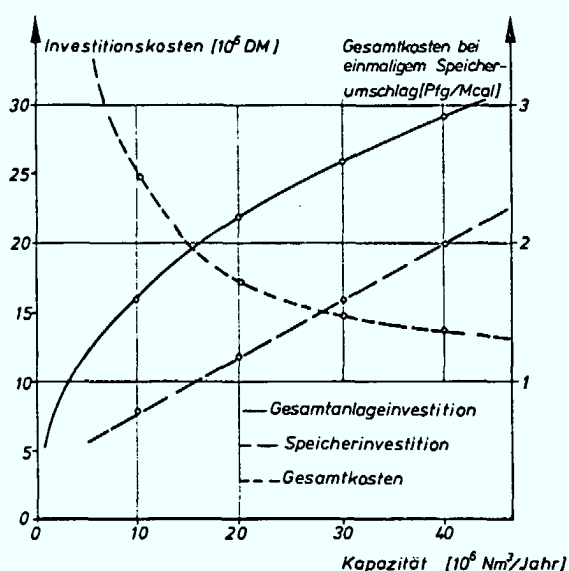


Abb. 48: DIE KOSTEN DER NATURGASVERFLÜSSIGUNG EINSCHLIESSLICH SPEICHERUNG /104/

Die variablen Kosten betragen lediglich 23 % der gesamten Jahreskosten bei einem einmaligen Lastwechsel pro Jahr. Davon werden 7,2 % zur Aufrechterhaltung des Gefrierzustandes benötigt, 70 % zur Verflüssigung und 22 % zur Wiederverdampfung (Abb. 48). Die Betriebskosten belaufen sich auf 16,6 DPfg/ $\text{Nm}^3 \text{CH}_4$ und sind damit ca. 3 mal so hoch wie die Kosten der Naturgasspeicher.

Dem gegenüber steht die Standortunabhängigkeit einer solchen Anlage. Naturspeicher sind nur dann als Vergleichmäßiger

und als Sicherheit gegen Übertragungsstörungen sinnvoll, wenn sie in unmittelbarer Nähe der Verbraucherzentren liegen.

Stuttgart hat aufgrund eines hohen Heizgasanteiles für Wohnungen Lastspitzen von $10^6 \text{ Nm}^3/\text{Tag}$. Ein Flüssiggasspeicher mit einem Fassungsvermögen von $20 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$ wird dort an 200 Tagen gefüllt. Man ist damit in der Lage, bei einer Benutzungsdauer von 400 h die Winterspitzen abzudecken. Die Rentabilität dieses Speichers ergibt sich durch die Einsparungen bei den Leitungsquerschnitten durch eine Entfernung der Stadt von 500 km zu den deutschen und niederländischen Gasquellen.

3.2.1.4 Wasserstoffverflüssigung

Die abzuführende Wärmemenge besteht bei der Wasserstoffverflüssigung aus

- (1) spezifischer Wärme,
- (2) Verdampfungswärme,
- (3) ortho-para-Umwetzungswärme.

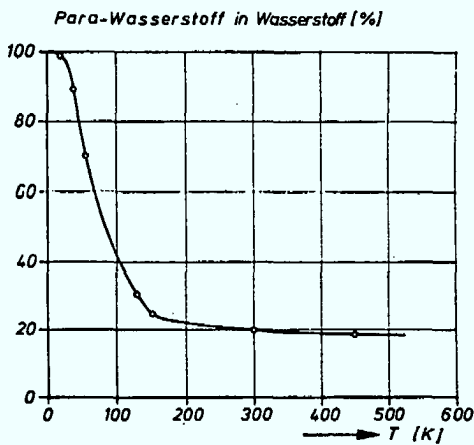


Abb. 49: DIE GLEICHGEWICHTSKONZENTRATION VON PARA-H₂/100

Wasserstoff besitzt die Besonderheit, daß er in zwei verschiedenen kernspinisomeren Molekularformen existiert, als ortho- und para-Wasserstoff. Beide Modifikationen zeigen Unterschiede in den magnetischen, spektralen und thermischen Eigenschaften von Wasserstoff. Es besteht eine Gleichgewichtskonzentration in Abhängigkeit von der Temperatur (Abb. 49). Bei Raumtemperatur besteht die Gleichgewichtszusammensetzung aus 75 % ortho- und 25 % para-Wasserstoff. In dem Bereich der Verflüssigungstemperatur ver-

schiebt sich das Gleichgewicht zu 98,5 % para-Wasserstoffanteil. Die thermischen Gleichgewichte sind druckunabhängig. Die Umwandlung von ortho- in para-Wasserstoff läuft exotherm ab.

	Siedepunkt [°C]	$C_p \Delta t$ ($T_1 = 300$ °K)	Verdampfungswärme kcal/Nm ³	o - p Umwandlung kcal/Nm ³	Abzuführende Wärme kcal/Nm ³
H ₂	- 252,8	68	9,75	14,96	92,71
CH ₄	- 161	66,97	87,3	-	154,27

TABELLE 30
THEORETISCH ABZUFÜHRENDE WÄRME ZUR VERFLÜSSIGUNG

Es muß mehr Wärme zur o-p-Umwandlung (14,96 kcal/Nm³) abgeführt werden, als zur Verflüssigung (9,4 kcal/Nm³). Die Umwandlung muß vor der Verflüssigung getätigt werden, da hinterher die auftretende selbständige Umwandlung soviel Wärme freisetzt, daß der größte Teil des verflüssigten Wasserstoffes wieder verdampfen würde.

	Leistungsbedarf (W) pro ein Watt Kälteleistung	
	ideal (CARNOT)	Erfahrungswert
CH ₄	2,3	13
H ₂	11,5	78

TABELLE 31
LEISTUNGSBEDARF ZUR GAS-
VERFLÜSSIGUNG

Wegen der niedrigen Kondensationstemperatur des Wasserstoffs und des damit verbundenen geringen Wirkungsgrades von Kältemaschinen ist die Wasserstoffverflüssigung aufwendiger als die Methanverflüssigung. Ein Referenzsystem /100/, ebenfalls in Kaskadenausführung, benötigt 0,89 kWh für die Verflüssigung von 1 Nm³ H₂. Das ist auf ein Heizwertäquivalent bezogen die 5,5-fache Energiemenge, die zur Verflüssigung von Methan

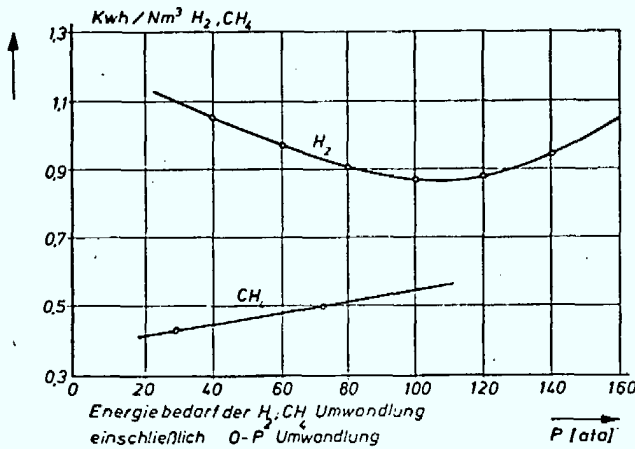


Abb. 50

benötigt wird. Es existieren bisher mehrere Speicherausführungen (Tab. 32), wobei ein gutes Vakuum die beste Isolation darstellt.

	Isolations- dicke (cm)	Spezifischer Wärmeverlust W/m² °C	Wärme- durchgang W/m²	Boil-off Rate %/Tag
Urethan Foam außen	21,25	605	28	0,95
Urethan Foam innen	21,25	605	28	0,95
doppelwandig	142,5	1037	7,27	0,24
Perlit	180	181	1,005	0,03
Perlit evakuiert				

TABELLE 32
ISOLATIONEN FÜR WASSERSTOFFSPEICHER /101/

Anlagengröße: $134 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{Jahr}$		
ANLAGERKOSTEN ¹⁾		JAHRESKOSTEN
Größe	60 to/Tag 672.000 Nm³/Tag	
1) Verflüssiger	$37,2 \cdot 10^6 \text{ DM}$	$4,83 \cdot 10^6 \text{ DM/Jahr}$
2) Verdampfer	$6,4 \cdot 10^6 \text{ DM}$	$0,83 \cdot 10^6 \text{ DM}$
3) Speicher (3.240 to H₂) $36 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$	$27,4 \cdot 10^6 \text{ DM}$	$3,56 \cdot 10^6 \text{ DM}$
		Annuität: 13 %
VARIABLE KOSTEN		
Chemikalien		
Katalysator	0,048 DPfg/Nm³	
Verflüssigungsenergie	0,89 kWh/Nm³ (1 kWh kostet 4 DPfg)	
Verdampfungsenergie (3 % des H₂-Durchsatzes)	0,09 DPfg/Nm³	
Lagerungsverluste 0,015 %/Tag	0,045 DPfg/Nm³	
H₂-Preis (3 DPfg/m³)		
Spezifische Kosten des Flüssig-Wasserstoffes bei einmaligem jährli- chen Lastwechsel	18,095 DPfg/Nm³	

1) Referenzanlage: 250 to/Tag; $31,5 \cdot 10^6 \text{ \$}$ Anlagekosten (Dollar/DM: 3 : 1)

TABELLE 33
KOSTEN DER WASSERSTOFFVERFLÜSSIGUNG /101/

Die klassischen Verfahren der Gaslage-
rung gestalten sich für Wasserstoff
aufgrund des Heizwertverhältnisses
Methan/Wasserstoff von 2,94 wirtschaft-
lich ungünstig. Im Gegensatz zur rei-
nen Fortleitung, die für beide Gase
annähernd gleich teuer sind, muß aus
Wirtschaftlichkeitsgründen der Ver-
brauch so ausgeglichen werden, daß
aufwendige Speicher und Verdichtungs-
systeme auf ein Minimum reduziert wer-
den können.

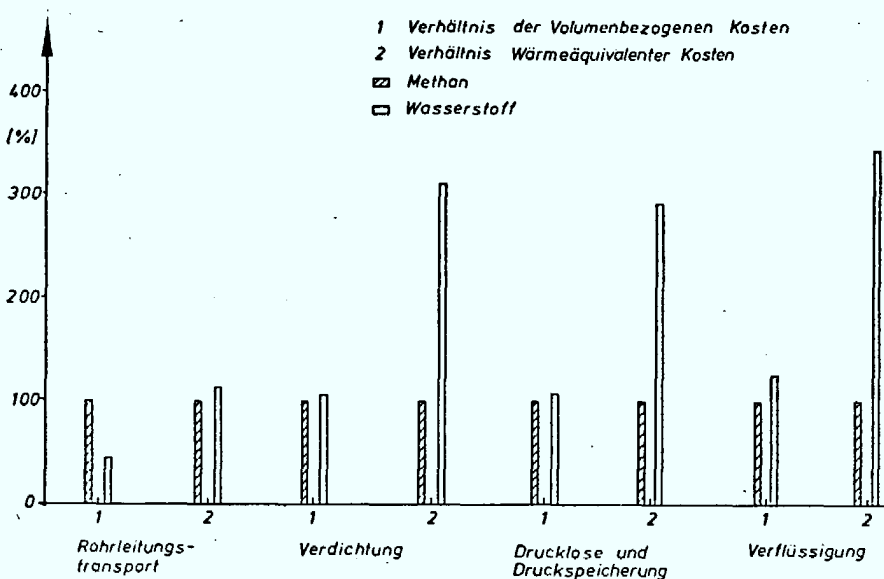


Abb. 51: WIRTSCHAFTLICHKEITSVERGLEICH DER TRANSPORTELEMENTE FÜR CH₄ UND H₂

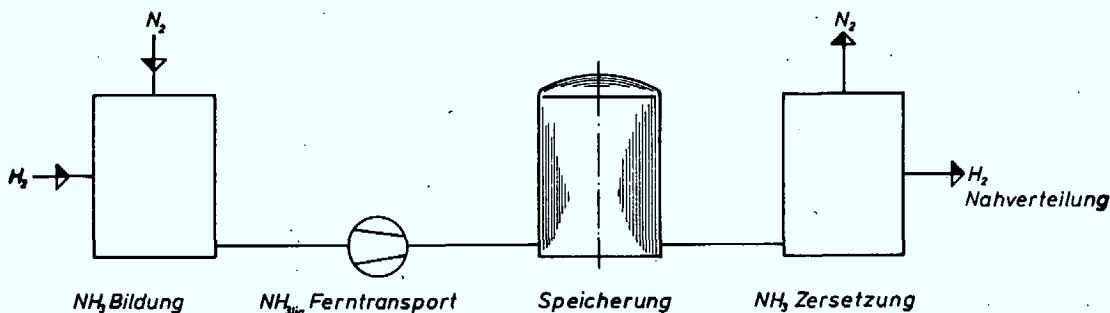
Die hohen Verflüs-
sigungskosten las-
sen erkennen, daß
eine Flüssiggas-
verteilung insbe-
sondere für Wasser-
stoff, wie sie in
amerikanischen Vor-
schlägen existiert
/102,103/, wirtschaft-
lich nicht sinnvoll
ist.

3.3 Transport und Speicherung von Wasserstoff in Form von Ammoniak

Da Speicher zur Sicherung der Übertragungsredundanz notwendig sind und darüber hinaus die Wirtschaftlichkeit eines Transportnetzes steigern, wird für Wasserstoff Transport und Lagerung in Form von flüssigem Ammoniak diskutiert.

$$\begin{aligned} 1 \text{ Nm}^3 \text{H}_2 &\cong 0,66 \text{ Nm}^3 \text{NH}_3 \cong 0,75 \text{ l NH}_3 \text{ liq} \\ 1 \text{ t NH}_3 &\cong 1975 \text{ Nm}^3 \text{H}_2 + 658 \text{ Nm}^3 \text{N}_2 - 780 \text{ Mcal} \end{aligned}$$

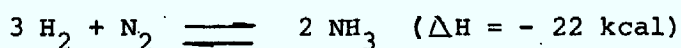
Der Vorteil eines solchen Systems liegt in der hohen Verdichtung des Wasserstoffvolumens von 1:1333. Die Ammoniakverflüssigungstemperatur liegt bei $-33,4^\circ\text{C}$, der kritische Punkt bei 132°C , so daß bei Normaltemperatur das Ammoniak flüssig unter geringem Druck (10 at) in Rohren transportiert oder in Behältern gelagert werden kann. Stickstoff ist unbegrenzt aus der Luft verfügbar und kann problemlos wieder in die Atmosphäre zurückgegeben werden.



Das Verfahren der Ammoniakherstellung ist bekannt; Anlagen mit einer Kapazität von $200.000 \text{ Nm}^3 \text{H}_2/\text{h}$ Umsatz existieren. Die Ammoniakauftrennung als reversibler Prozeß zur Ammoniaksynthese ist derzeitig technisch nicht interessant, jedoch anhand von früheren Untersuchungen abschätzbar.

3.3.1 Die Synthese von Ammoniak

Die Synthese von Ammoniak verläuft als exotherme Reaktion nach der Beziehung



Die Gleichung läßt erkennen, daß hohe Drücke und niedrige Temperaturen die Gleichgewichtslage in Richtung Ammoniak begünstigen.

Im Bereich 1200 tato NH_3 bis 3000 tato NH_3 ist eine Kostendegression im Bereich der Hauptanlagekomponenten und der baulichen Anteile zu erwarten. Für einen Degressionsfaktor von 0,76 sind die Wasserstoffumwandlungskosten in Abhängigkeit von der Anlagengröße dargestellt. Die Grenze der Anlagengröße wird durch die Konvertergröße bestimmt, die bei den notwendigen Drücken von 300 bis 400 at nicht über eine Kapazität von ca. 3000 tato gesteigert werden kann /107/.

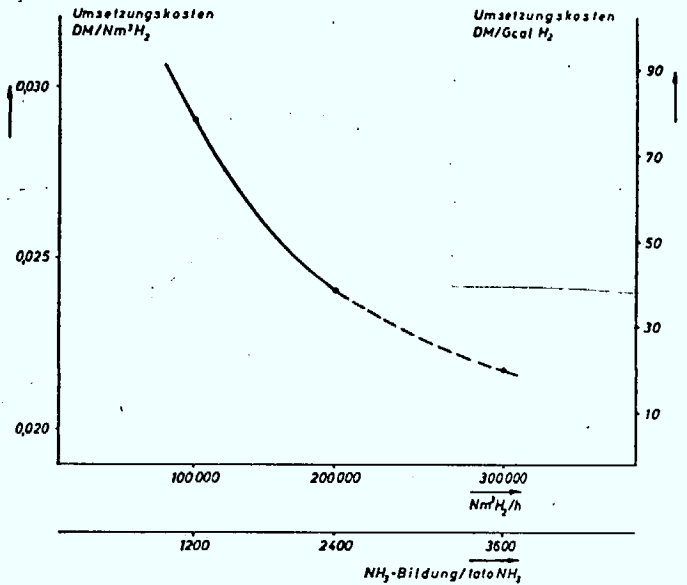


Abb. 54: NH_3 -Kosten als Funktion der Anlagengröße

3.3.2 Die Zersetzung von Ammoniak

Entsprechend dem Gleichgewicht



kann die Reaktion bei niedrigen Drücken und hohen Temperaturen in Richtung Ammoniakzersetzung verlaufen. Ab 400°C bei Drücken um 1 at verläuft die Aufspaltung so, daß die nicht umgesetzten NH_3 -Anteile unter 1 % absinken (Abb. 55). Die Umsetzungsgeschwindigkeit wird durch Eisenkatalysatoren gesteigert /109/.

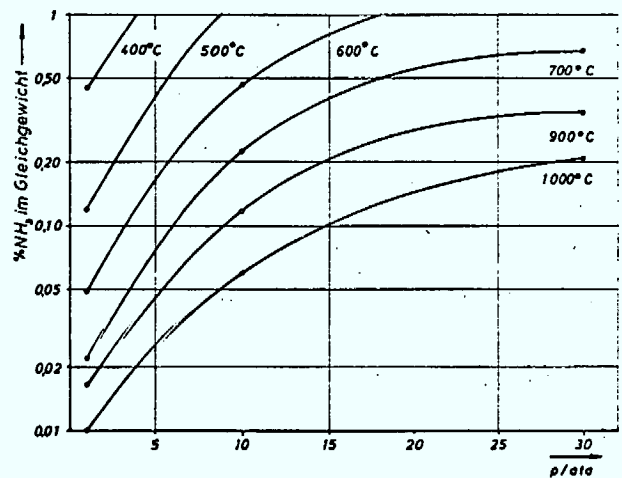


Abb. 55: Das Ammoniakgleichgewicht

Die Aktivierungswärme liegt bei niedrigen Temperaturen bei 50 kcal/mol und sinkt bei hohen Temperaturen auf 22 kcal/mol ab /110/. Abb. 56 zeigt den Ablauf einer Spaltanlage für NH_3 bei einer Kapazität von $100.000 \text{ Nm}^3 \text{H}_2/\text{h}$. Die Trennung erfordert $833 \text{ kcal/Nm}^3 \text{H}_2$. Die Energieverbraucher des Prozesses sind die eigentliche Zersetzung und die nachfolgende Tieftemperaturgaszerlegung.

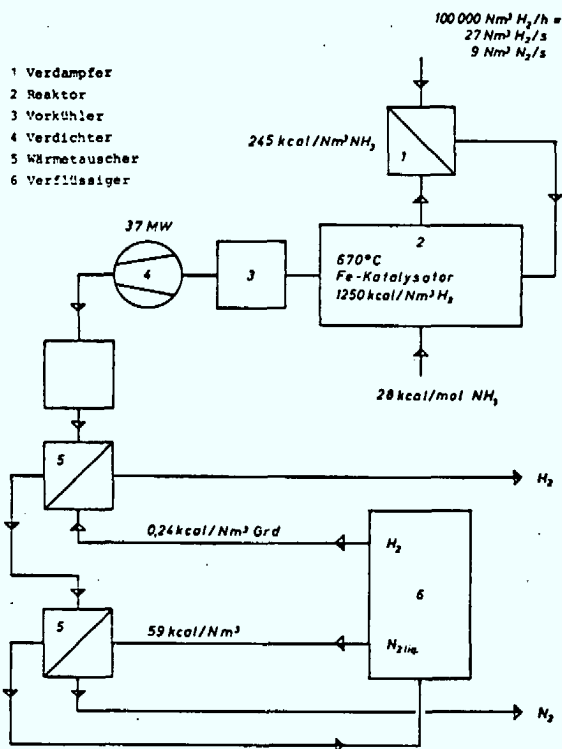


Abb. 56: VERFAHRENSSCHEMA ZUR AMMONIAKZERLEGUNG

Anhand der Energieverbräuche und einer Abschätzung der Anlagekosten /107/ läßt sich eine Kostenrechnung erstellen.

Ein Teil der Energie wird zurückgewonnen, indem die fühlbare Wärme der Reaktion zur Verdampfung des Ammoniaks benutzt wird und die Kälte der getrennten Gase zur Gasgemischtrennung rückgeführt wird. Aus Vergleichen mit Luftzerlegern läßt sich entnehmen, daß ca. zwei Drittel der benötigten Kälteleistung zurückgewonnen werden kann /107/.

INVESTITIONEN (100.000 Nm³ H₂/h, 8000 h

Verdampfer	2	Mio DM
Kälteanlage	2,4	"
Reaktor (Katalyse)	5	"
Gastrennung	7,5	"
Energieversorgung	0,7	"
Bauprovisorien	0,4	"
Engineering	1,2	"

BETRIEBS- UND HILFSMITTEL

Strom 37 MW, 0,04 DM/kWh	11,8	Mio DM
Heizmittel 16,3 Gcal/h, 8 DM/Gcal	1,04	"

FIXKOSTEN

Kapitaldienst 14,9 % d.J.	1,7	Mio DM
Reparaturen, Versicherung 6 % d.J.		
Gemeinkosten	0,72	"
Betriebsmaterial	0,4	"

TABELLE 35

KOSTEN DER AMMONIAKAUFSPLÜTUNG

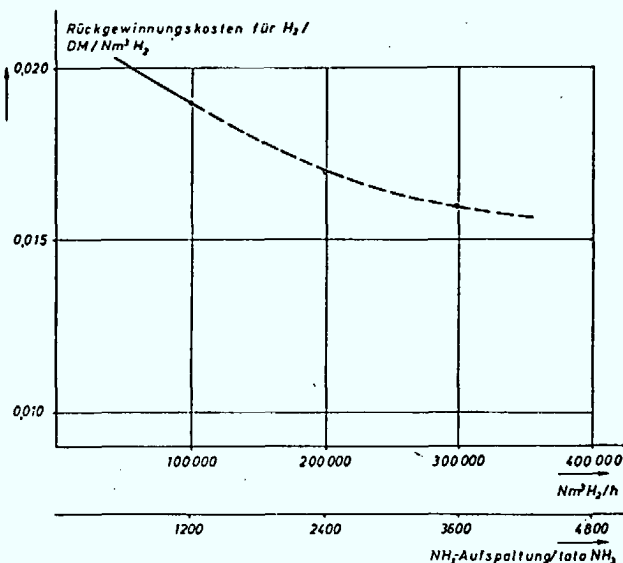


Abb. 57: KOSTEN DER AMMONIAKZERSETZUNG

Die Kosten pro freigesetztem Nm³ H₂ belaufen sich auf 0,019 DM bei einem Umsatz von 1200 tate NH₃. Mit den vorhin angewendeten Degressionsfaktoren werden die Kosten für größere Durchsätze ermittelt.

3.3.3 Die Fortleitung von Ammoniak

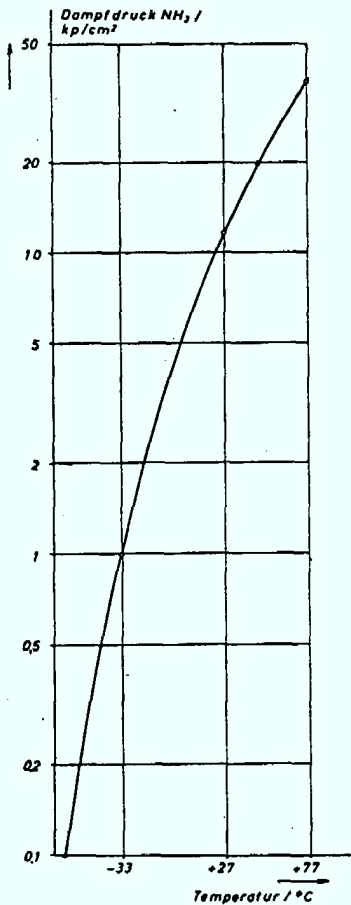


Abb. 58: DAMPFDRUCKKURVE: NH₃

Die Dampfdruckkurve des Ammoniaks (Abb. 58) zeigt, daß relativ geringe Drücke ausreichend sind, um selbst bei Temperaturen um 100 °C Ammoniak im flüssigen Zustand zu erhalten. Durch die Volumenverkleinerung von gasförmigem Wasserstoff zu einer äquivalenten Menge flüssigen Ammoniaks (1:1333) besteht die Möglichkeit eines kostengünstigeren Transportes über längere Strecken.

Die Berechnung bezieht sich auf eine Normtransportmenge von 100.000 Nm³H₂/h für eine Leitungslänge von 100 km. Für ein Druckverhältnis von 1 : 1,35 (ASA 400) errechnet sich ein Leitungsdurchmesser von 150 mm.

Unter den gleichen Randbedingungen ist für reinen Wasserstofftransport (gasförmig) ein Rohrdurchmesser von 260 mm notwendig.

Ein Vergleich zeigt, daß weniger die Rohrkostensparnis, sondern die wesentlich geringer benötigte

Verdichterleistung einen Ferntransport in Form von NH₃ interessant werden läßt. Bei einem Gesamtwirkungsgrad von 75 % benötigt ein Verdichter für gasförmigen Wasserstoff bei den genannten Größenordnungen 1313 kW; dagegen erfordert ein Ammoniakverdichter für die gleiche Menge gebundenen Wasserstoffs nur 53,7 kW.

Mit zunehmender Anzahl der benötigten Verdichter steigt der Vorteil dieser Transportart.

KOSTENRECHNUNG	Wasserstoff	Ammoniak
Durchsatz	100.000 Nm ³ /h	75,3 m ³ liq/h
Nennweite	260 mm	150 mm
Nenndruck	67,5 at	67,5 at
Rohrleitungskosten	256 DM/m	147 DM/m
Benötigte Leistung	1313 kW	53,7 kW
(Verdichter P ₁ /P ₂ =1,35)		
Investitionskosten	1500 DM/kW	2190 DM/kW
	1,96 · 10 ⁶ DM	0,011 · 10 ⁶ DM
WIRTSCHAFTLICHKEIT		
Rohrleitung		
Kapitaldienst (20 Jahre 8 %)	2,6 · 10 ⁶ DM	1,5 · 10 ⁶ DM
Unterhaltung, Reparatur		
Verwaltung, Gemeinkosten		
Steuern: 3 % der Invest.	0,75 · 10 ⁶ DM	0,66 · 10 ⁶ DM
Verdichter		
Energiekosten 5,5 DPfg/kWh	0,577 · 10 ⁶ DM	0,023 · 10 ⁶ DM
Kapitaldienst (20 Jahre 8 %)	0,194 · 10 ⁶ DM	0,001 · 10 ⁶ DM
Unterhaltung, Reparatur		
Verwaltung, Gemeinkosten		
Steuern, Versicherung		
4 % der Investition	0,078 · 10 ⁶ DM	0,00044 · 10 ⁶ DM
KOSTEN/Nm ³ H ₂ 100 km (8000 h/a)		
ohne Verdichter	0,4 DPfg/Nm ³ 100 km	0,27 DPfg/Nm ³ 100 km
Verdichterkosten	0,12 DPfg/Nm ³ H ₂	0,003 DPfg/Nm ³ H ₂

TABELLE 36
KOSTENVERGLEICH DER WASSERSTOFFFORTLEITUNG

Ein Gewinn ergibt sich jedoch erst ab einer Transportstrecke nahe 1700 km, wenn vorausgesetzt wird, daß alle 100 km eine Zwischenverdichtung erfolgt.

3.3.4 Die Ammoniakspeicherung

Nach Abb. 54 betragen die Umwandlungskosten von Wasserstoff in Ammoniak für kleine Mengen 3 bis 4 DPfg/Nm³H₂. Für die Zerlegung werden noch einmal 2 DPfg benötigt, so daß ohne Lagerung Kosten um 5 DPfg/Nm³H₂ anfallen. Die Speicherkosten für flüssigen Wasserstoff liegen dagegen insgesamt bei 18 bis 20 DPfg/Nm³. Es erscheint daher lohnenswert, eine Umsetzung in Ammoniak zu Lagerzwecken vorzunehmen.

Bezüglich des Dampfdruckes von Ammoniak ist eine drucklose Speicherung bei -33 °C möglich. Bei höheren Temperaturen steigen die Drücke, bei einer Temperatur von 27 °C werden 10 at erreicht. Eine Großraumspeicherung als Behälterspeicherung ist jedoch nur wirtschaftlich bis zu Drücken von 500 mm WS durchführbar.

Wie bei der Erdgas- und Wasserstoffflüssiglagerung bestehen zwei Möglichkeiten: die unterirdische Speicherung in gefrorenen Böden oder die Behälterspeicherung. Die erste Methode wurde bisher in den USA praktiziert. Es werden Bohrungen kreisförmig angeordnet, in die Kühlrohre eingelassen werden. Es entsteht ein gefrorener Mantel, dessen Innenraum ohne Abstützung ausgehoben werden

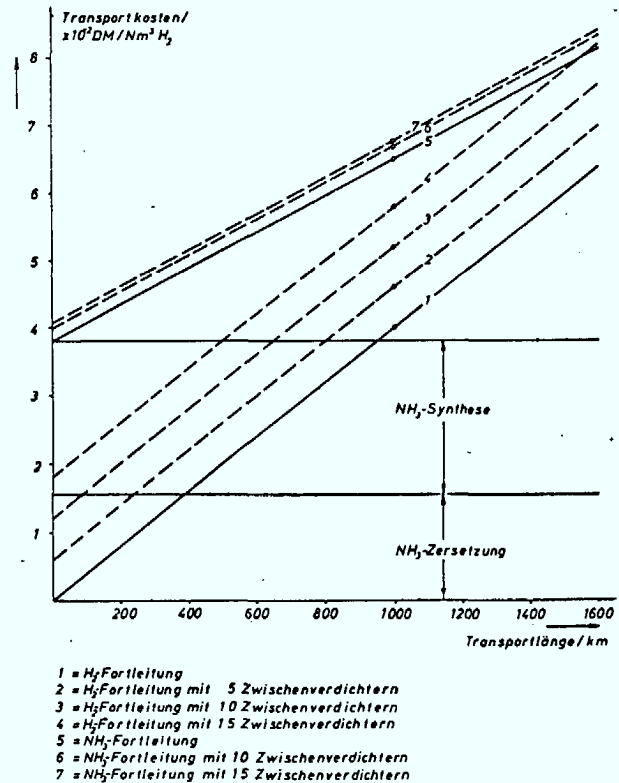


Abb. 59: VERGLEICH VON WASSERSTOFF UND AMMONIAKTRANSPORT

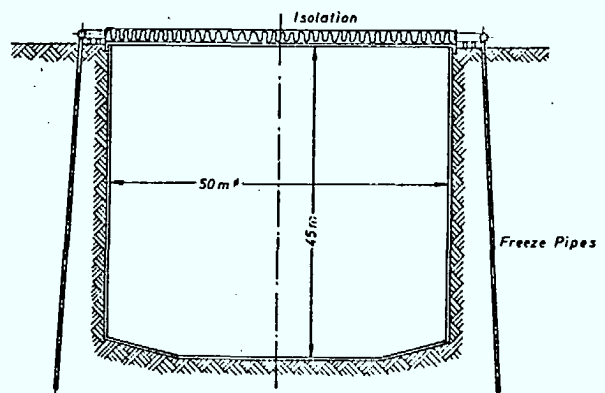


Abb. 60: TIEFTEMPperaturBODENSPEICHER

kann. Eine isolierte Dachkonstruktion schließt den Behälter. Durch die eingefüllte tiefkalte Flüssigkeit wächst der Eispanzer, bis sich ein Gleichgewicht einstellt.

Es sind nicht trockene und feste Bodenarten wünschenswert, da ihre Wärmeleiteigenschaften schlecht sind.

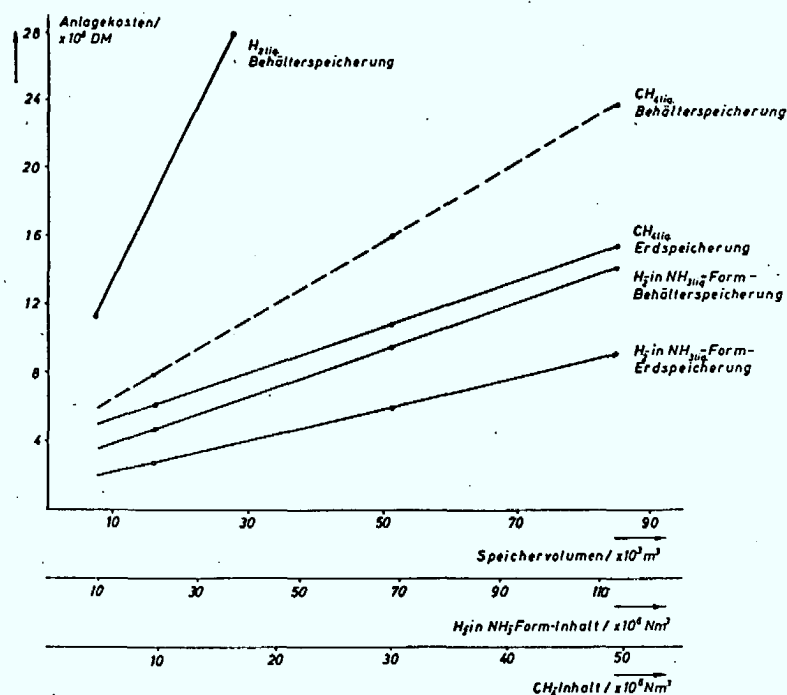


Abb. 61: Speicherkosten für Wasserstoff

Die Baukosten sind im Vergleich zu isolierten Behältern geringer (Abb. 61), jedoch ist erfahrungsgemäß die "Boil-off" Rate höher. Sie liegt bei durchschnittlich 0,215 %/Tag des geometrischen Volumens gegenüber 0,05 % bei Behälterspeicherung. Eine Flüssigwasserstofflagerung ist daher in dieser Speicherform ungünstig, für Ammoniak mit kleineren Temperaturdifferenzen dagegen brauch-

bar. Abb. 61 gibt einen Überblick über die verschiedenen Speicherverfahren und deren Investitionskosten in Abhängigkeit des Speichervolumens.

Die Isolationsanforderungen bei Behältern werden aufgrund der hohen Verflüssigungstemperatur des Ammoniaks gegenüber Erdgas um 80 % herabgesetzt. Die Ersparnisse gegenüber Flüssigerdgasspeichern betragen 35 %.

Die Größenordnung eines Speichers orientiert sich an den jetzt existierenden Größen für Flüssigerdgasspeicher mit einem durchschnittlichen Inhalt von $20 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4$. Für das doppelte Wärmeäquivalent Wasserstoff $120 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$ ist bei Ammoniakspeicherung ein Volumen von $90.000/\text{m}^3$ erforderlich.

Bei einer Ladezeit von 200 Tagen (4800 h) werden $25.000 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{h}$ zu Ammoniak umgesetzt. Dies entspricht der Kapazität einer mittleren, heute üblichen Ammoniakanlage.

Die Zersetzungsanlage muß so ausgelegt sein, daß der Speicherinhalt in ca. 400 Spitzenbedarfsstunden geleert werden kann.

Es ist nicht lohnenswert, den freiwerdenden Stickstoff als Kreislaufgas zu fahren, da eine Zwischenspeicherung die Verflüssigung des Stickstoffs voraussetzt, die energetisch nur um 20 % günstiger ist als die entsprechende Menge Luft (78 % Stickstoffanteil) zu spalten. Gleichzeitig wird ein zusätzlicher Flüssigstickstoffspeicher benötigt, der die gleichen isolationstechnischen Anforderungen eines Erdgasspeichers stellt. Bei der betrachteten Größenordnung von $120 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3 \text{H}_2$ müßten $40 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3 \text{N}_2$ verflüssigt und gelagert werden. Nur die Lagerung bedeutet eine zusätzliche Investition von $18 \cdot 10^6 \text{ DM}$.

Aus den vorausgegangenen Kostenabschätzungen lassen sich die Energieverbräuche und die Anlagekosten für die Speicherung von Wasserstoff in Ammoniak ableiten.

Die Anlagekosten werden mit einem Degressionsfaktor von 0,76 auf andere Anlagengrößen umgerechnet. Die Benutzungsstunden der Anlagen sinken von 8000 auf 4800 h/a für die NH_3 -Synthese und auf 400 Stunden für die NH_3 -Zersetzung.

Die Speicherkosten von Wasserstoff in Ammoniakform liegen mit $0,1 \text{ DM/Nm}^3 \text{H}_2$ 50 % unter den Kosten einer Flüssigwasserstoffspeicherung.

AMMONIAKHERSTELLUNG
Degressionsfaktor = 0,76

Investition	17 · 10 ⁶ DM
Heizmittel 9 DM/Gcal	0,114 "
Kühlwasser 0,012 DM/m ³	0,154 "
Reparaturen 4 % von 17 Mio DM	0,68 "
Kapitaldienst 14 % von 17 Mio DM	2,38 "
Versicherung, Steuern 2 % der Investitionssumme	0,34 "
Jahreskosten	4,84 "
Kosten für 120 · 10 ⁶ Nm ³ H ₂ /a	4,07 DPfg/Nm ³ H ₂

AMMONIAKZERLEGUNG
Degressionsfaktor = 0,76

Anlagengröße	300.000 Nm ³ /h
Benutzungsstunden	400
Degressionsfaktor	0,76
Investition	28 · 10 ⁶ DM
Elektrizität 4 DPfg/kWh	1,77 "
Heizmittel 9 DM/Gcal	0,156 "
Kapitaldienst 14 % d.J.	3,92 "
Versicherung, Steuern	0,56 "
Jahreskosten	6,40 "
Kosten für 120 · 10 ⁶ Nm ³ H ₂ /a	5,3 DPfg/Nm ³

AMMONIAKSPEICHERUNG

Investition	9-14 · 10 ⁶ DM
Kapitaldienst 8 % d.J.	
Kosten für 120 · 10 ⁶ Nm ³ H ₂ /a	0,6-0,93 DPfg/Nm ³ H ₂

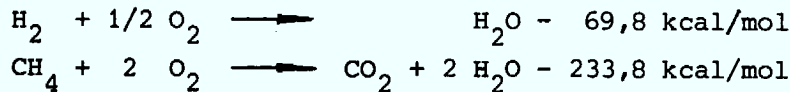
TABELLE 37
KOSTEN DER WASSERSTOFFSPEICHERUNG IN FORM VON NH_3

4 DIE ENERGETISCHE VERWENDUNG VON WASSERSTOFF

Reiner Wasserstoff zeigt aufgrund seiner physikalischen und chemischen Eigenschaften ein zum Teil anderes Verhalten als Brenngase auf der Basis von Kohlenwasserstoffen.

4.1 Die Kenngrößen der Verbrennung

Die stöchiometrischen Beziehungen geben Aufschluß über die freigesetzte Verbrennungswärme und den Oxidatorbedarf. Ohne Berücksichtigung des Stickstoffanteils der Luft gilt:



Bei einem Heizwertverhältnis Methan - Wasserstoff von 3,11 (bezogen auf H_2) ist der Oxidatorbedarf (Sauerstoff, Luft) bezogen auf ein Heizwertäquivalent für Wasserstoff gegenüber Methan um 33 % geringer.

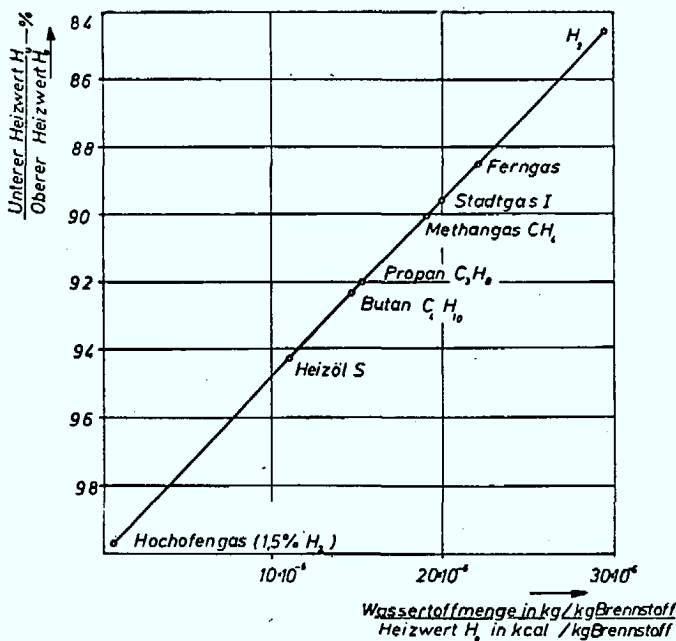


Abb. 62: DAS VERHÄLTNISS DER OBEREN UND UNTEREN HEIZWERTE BEI VERSCHIEDENEN BRENNGASEN

Da als Verbrennungsprodukt von Wasserstoff ausschließlich Wasserdampf anfällt, liegt aufgrund des Phasenwechsels von Wasserdampf der größte Unterschied zwischen oberem und unterem Heizwert vor (Abb. 62).

Bei der Betrachtung von Gasvormischbrennern sind die Austauschbedingungen für Brenngase

- 1) die Brenneigenschaften der Gase,
- 2) das Brennverhalten der Gase.

Nur wenn diese Randbedingungen übereinstimmen, können in vorhandenen Brennern andere Gase als die dafür vorgesehenen verbrannt werden.

4.1.1 Die Brenneigenschaften

Der Begriff der Brenneigenschaften bezieht sich auf ein bestimmtes Gas. Man versteht darunter die physikalischen und chemischen Eigenschaften, die den Verbrennungsablauf bestimmen. Diese Eigenschaften sind:

die Verbrennungswärme,
das Dichteverhältnis Gas - Luft,
die Flammgeschwindigkeit.

Die Betrachtung über die Brenneigenschaften von Gasen wurde wichtig, als die Umstellungen von Fern- und Stadtgas auf Naturgas erfolgten, deren Heizwerte sich um 100 % unterscheiden. Da die Naturgase aus verschiedenen Quellen bezogen werden, haben sie auch unterschiedliche Heizwerte.

Deutsches Erdgas	7601 kcal/Nm ³ (bezogen auf H _u)
Niederländisches Erdgas	7560 kcal/Nm ³
Algerisches Erdgas	10600 kcal/Nm ³ (infolge Verflüssigung)

Die gleiche Problematik liegt bei der Spitzengasversorgung durch Gas aus Benzinspaltanlagen vor, dessen Heizwert oberhalb von 10.000 kcal/Nm³ Methanersatz liegt.

Heizwert, Dichteverhältnis und Gasdruck ergeben eine Kenngröße, die Wobbezahl, die ein Maß für die Wärmebelastung eines Vormischbrenners durch ein bestimmtes Gas darstellt. Unter der Wärmebelastung versteht man die Wärmemenge, die in dem Gasstrom enthalten ist, der der Düse entströmt.

$$V H_o = \mathcal{L} \cdot F \sqrt{\frac{2 \cdot p}{d_v \cdot \varrho}} \cdot H_o \left[\text{kcal/sec} \right]$$

mit V	ausströmendes Volumen/sec	p	Druckunterschied vor der Düse
$\mathcal{L}$	Düsenbeiwert	ϱ	Dichte des ausströmenden Gases
F	Querschnitt der Öffnung	ϱ_L	Dichte der Luft
		d_v	Dichteverhältnis Gas/Luft

Bei Konstanthalten der geometrischen Größen sowie der Dichte der umgebenden Luft ergibt sich

$$\frac{V \cdot H_o}{\text{const.}} = \sqrt{\frac{\Delta p}{d_v}} \cdot H_o = W_o \quad (\text{Wobbezahl bezogen auf den oberen Heizwert})$$

Gleiche Wärmeleistungen in einem Brenner können bei Änderung des Heizwertes nur durch gleichzeitige Änderung des Druckverhältnisses und des Dichteverhältnisses erreicht werden.

	Naturgas	Wasserstoff	Stadtgas	Ferngas
H_u (kcal/Nm ³)	7600	2580		
H_o (kcal/Nm ³)	8600	3050	4300	4700
d_v	0,55-0,6	0,0695	0,45	0,38
Normdichte	0,717			
W_u (kcal/t)	10247	9786		
W_o (kcal/t)	12135	11569	6410	7768
H_2 -Anteil	0	100 %	51 %	55 %

TABELLE 38
WOBBEZAHLEN VON BRENNGASEN /113/

die maßgeblich durch den Wasserstoffanteil innerhalb des Gasgemisches bestimmt wird.

Die Zünd- oder Flammgeschwindigkeit ist für alle Gase entsprechend ihrer Wärmeleitfähigkeit verschieden. Ein deutlicher Sprung liegt zwischen der Flammgeschwindigkeit von Wasserstoff und allen übrigen Gasen (Abb. 63).

Wasserstoff besitzt im Gegensatz zu Methan seine höchste Flammen-

Naturgas und Wasserstoff unterscheiden sich in der Wärmebelastung eines Vormischbrenners in ähnlicher Weise, wie Stadt- und Ferngas (Kokereigas). Trotzdem sind nur Stadt- und Ferngas austauschbar, da sie zusätzlich in einem zweiten Kriterium, der Flammgeschwindigkeit, übereinstimmen,

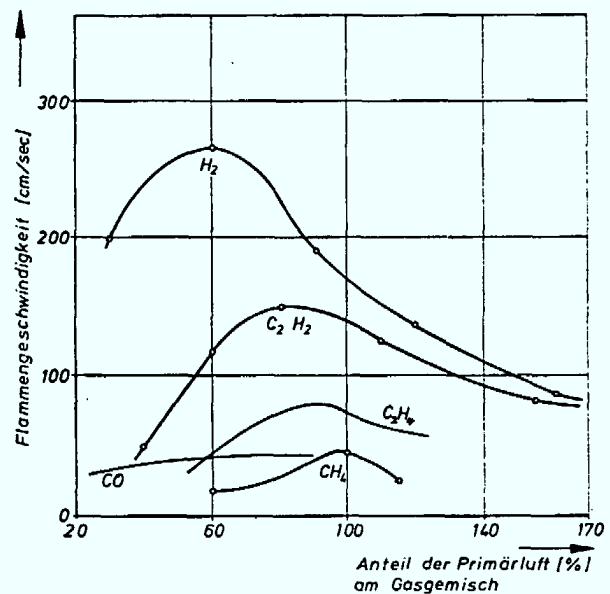


Abb. 63: FLAMMGESCHWINDIGKEITEN

Gasgruppe	Typenbrenngase	Oberer Heizwert H_o kcal/Nm ³	Dichte-verhältnis zu Luft	H_2 -Gehalt %	Inerten Gehalt %
Schwachgase	1) Hochofengas	1000	0,99	2	68
	2) Koksgeneratorgas	1300	0,88	12	60
	3) Kohlgeneratorgas	1500	0,86	15	56
Mittelgase	4) Koks-wassergas	2800	0,55	50	10
	5) Kohlen-wassergas	3200	0,53	50	10
Starkgase	6) Stadtgas I (KG + WG)	4300	0,45	51	10
	7) Stadtgas II (KG + WG)	4300	0,51	44	20
	8) Propan + Koks-wassergas	4300	0,62	47	9
	9) Kokereigas (Ferngas)	4700	0,38	55	12
	10) Ölkaburiertes Koks-wassergas	4800	0,63	45	9
Reichgase	11) Naturgas	9000	0,60	0	8
	12) Ölgas	11000	0,74	20	5
	13) Propan	24000	1,50	0	0
	14) Butan	32000	2,09	0	0

KG Kohlgas
WG Wassergas
GG Generatorgas

TABELLE 39
GASFAMILIEN /113/

geschwindigkeit bei anderen Mischungsverhältnissen mit Luft. Deshalb wird ein für Methan ausgelegter Brenner nicht mit Wasserstoff arbeiten.

Aus diesem Grunde können auch wasserstofffreie Gase wie Fern- und Stadtgas nicht durch wasserstoffarme Gase der gleichen Gasgruppe ersetzt werden (Tab.39).

Innerhalb dieser Gasgruppen ist ein Austauschen der Gase mit der oben genannten Einschränkung möglich. Reiner Wasserstoff läßt sich keiner dieser Gruppen zuordnen.

4.1.2 Das Brennverhalten

Als "Brennverhalten" bezeichnet man die Auswirkungen der Brenneigenschaften auf den Vorgang der Verbrennung in einem Brenner, d.h., dieser Begriff bezieht sich auf Gas und Brenner gleichzeitig. Folgende Kriterien dienen zur Beurteilung des Brennverhaltens:

die Wärmebelastung,
die Flammenstabilität,
CO, Rußbildung.

Die Abgasbildung ist für Wasserstoffgas unproblematisch, da Kohlenstoffträger fehlen. Wesentlich schwieriger ist das Beherrschen einer Wasserstoffflamme unter Berücksichtigung der Flammenstabilität. Konventionelle Brenner mischen Gas und Luft in einem bestimmten Verhältnis. Die Geschwindigkeit des Gas/Luft-Gemisches ist so gewählt, daß der Gemischstrom den Brennermund mit einer etwas höheren Geschwindigkeit erreicht als andererseits die gegenläufige Flammengeschwindigkeit der Verbrennung ist. Hierdurch wird ein Zurückschlagen der Flamme in die Leitung vermieden. Wenn andererseits die Fließgeschwindigkeit des zugeführten Gasgemisches zu groß gegenüber der Flammengeschwindigkeit ist, hebt die Flamme ab und wird ausgeblasen. Dies sind die Grenzen, in denen ein Vormischbrenner herkömmlicher Art arbeitet. Bei Gasen mit vergleichbarer hoher Flammengeschwindigkeit, wie Wasserstoff, ist die Gefahr des Zurückschlagens größer als die des Abhebens. Das umgekehrte gilt für Methan /115/.

Ein Kriterium zur Beurteilung der Stabilität einer Flamme wird durch die Bestimmung der "Kritischen Grenzgeschwindigkeit" gegeben. Das Gleichgewicht zwischen Flammengeschwindigkeit und Strömungsgeschwindigkeit ist bei stabiler Flamme im Bereich der Grenzschicht erfüllt (Abb. 65).

Die laminare Rohrströmung läßt sich mit der Poiseuill'schen Geschwindigkeitsverteilung beschreiben. Die Strömungsgeschwindigkeit wächst mit dem Abstand

zur Brennerwand. Die mittlere Geschwindigkeit ($W_m = W_{\max}/2$), errechnet aus dem Volumenstrom des Gasgemisches, liegt bei der laminaren Strömung im Abstand $0,29 r$ von der Brennerwand.

Der mittlere Geschwindigkeitsgradient bestimmt sich zu

$$g \sim \frac{4 W_m}{r} .$$

Dieser Gradient kann bei gleichem Brenner für verschiedene Gase in Abhängigkeit der mittleren Strömungsgeschwindigkeit und der Konzentration des Gas/Luft-Gemisches ermittelt werden.

Abb. 65 zeigt eine solche Meßreihe für Methan und Wasserstoff. Flammen mit grosser Flammengeschwindigkeit wie die Wasserstoffflamme sind gegen Abheben vergleichsweise stabil, während andererseits die Flamme bereits bei hohen Auströmgeschwindigkeiten zurückschlägt.

4.2 Katalytische Brenner

Katalytische Brenner sind ebenfalls Vormischbrenner, wobei jedoch Reaktionstemperatur und Reaktionsgeschwindigkeit durch einen Katalysator bestimmt werden. Ein mit einem Oxidator vorgemischtes Gas wird in eine poröse, mit Katalysatormaterial durchsetzte Schicht eingeleitet, wobei die Reaktion bei der Aktivierungstemperatur des Katalysators abläuft.

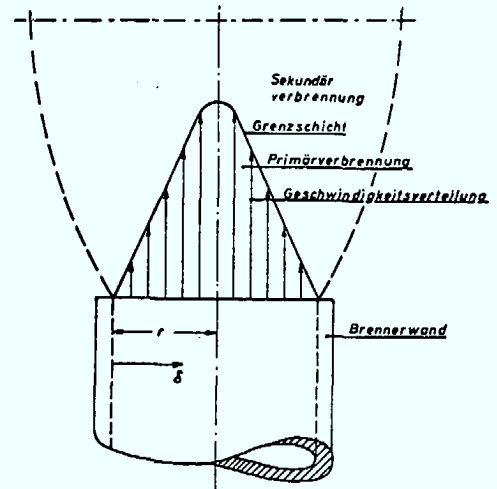


Abb. 64: DER AUFBAU EINER FLAMME

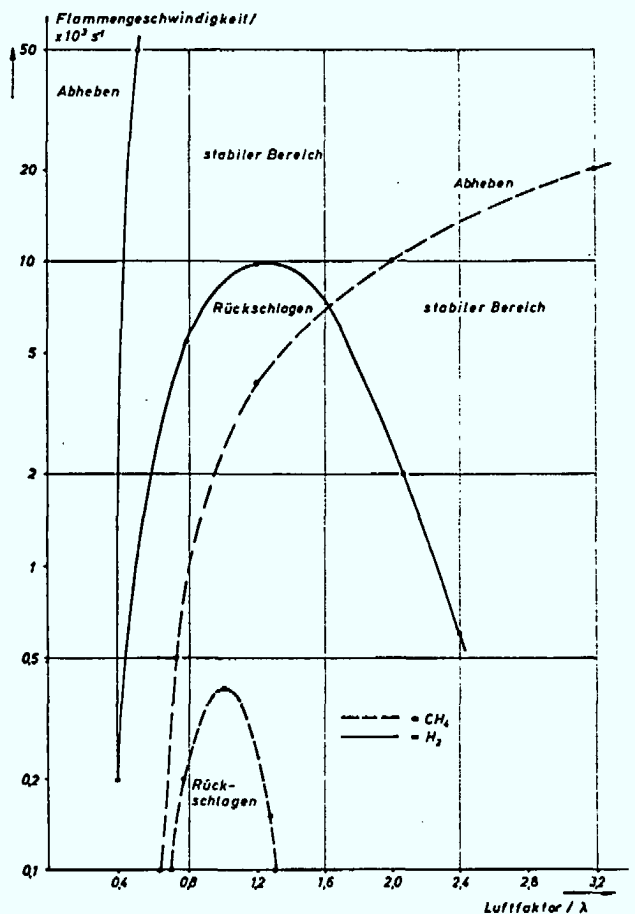


Abb. 65: DIE FLAMMSTABILITÄTEN VON H_2 UND CH_4 /114/

Die Temperatur einer Gasflamme bestimmt sich aus der in der Zeiteinheit freiwerdenden Wärmemenge der chemischen Umsetzung. Die umgebende Luft wirkt als Isolator, so daß sich infolge der Eigenschaften des Brenngases eine kaum beeinflussbare Flammentemperatur einstellt.

Der wesentliche Unterschied des katalytischen Brenners besteht in der Beeinflussbarkeit der Temperatur im Reaktionsraum. Die eigentliche Reaktion findet auf der Oberfläche von Festkörpern statt, die viel eher in der Lage sind, die entstehende Wärme abzuführen. Mit variablen Wärmeübergängen zum Brennerraum kann die Wärmeabfuhr gesteuert werden, so daß die Temperatur beeinflussbar ist.

Der exakte Ablauf der katalytischen Oxidationsmechanismen ist nicht bekannt. Die heterogene Katalyse einer Gasphasenreaktion wird durch fünf Schritte beschrieben:

- (1) Adsorption der Reaktanten an der Oberfläche von Katalysatoren.
- (2) Die Diffusion der Reaktanten über die Oberfläche zu einer katalytisch aktiven Seite.
- (3) Die Formation eines aktivierten Komplexes durch die Reaktionsteilnehmer.
- (4) Zerfall des aktivierten Komplexes in die Ausgangsprodukte.
- (5) Desorption der Produkte in die Gasphase.

Schritt (3) ist bestimmend für den Verbrennungsablauf und wird durch den Katalysator und die Gasart bestimmt.

4.2.1 Katalytische Materialien

Im wesentlichen werden zwei Materialien in katalytischen Brennern benötigt:

- (1) das Katalysatormaterial,
- (2) das Trägermaterial.

Der Katalysator bestimmt die Kosten eines Brenners. Es werden teure Elemente, Palladium, Rhodium, Platin, benötigt. In Tab. 40 sind einige Katalysatoren für Methan-Brenner aufgelistet. Gleichzeitig werden die Reaktionsraten bei 300 und 450 °C für verschiedene Katalysatoren angegeben. Der erste Wert bezieht sich auf das zeitlich umgesetzte Gasvolumen bezogen auf das zugehörige Katalysatorvolumen, der zweite Wert bezieht den Durchsatz auf ein Gramm Katalysator.

Katalysator-Komponenten und Anteil des Gewichtes von aktivem Metall	Reaktionsrate $\times 10^{-2}$	
	290 °C	850 °C
Aufbereitet durch Sinterung		
Cobalt Oxid Co_3O_4	7,2/9,0*	144/180
Zink Chromat ZnCr_2O_4 (48 Zn, 27,5 Cr)	-	5,3/17,1
Kieselguhr $\text{CO-ThO}_2\text{-MgO}$ (24,7 CO)	-	3,3/15,5
Aufbereitet durch Auftragen auf ein Trägermaterial		
Palladium auf Aluminium (0,5 Pd)	76/99	3960/5180
Platin auf Aluminium (0,5 Pt)	2,8/3,3	199/235
Cobalt Oxid Co_3O_4 auf Kaosorb Alloy (6,5 Co)	1,6/2,5	90/140
Cobalt Oxid Co_3O_4 auf Aluminium	1,10/0,93	49/41
Aufbereitet durch Versetzen mit Aluminium		
Palladium Oxid (3,5 Pa)	0,88/1,03	39/46
Chrom Oxid (3,1 Cr)	0,43/0,53	26/32
Braunite Mn_2O_3 (13,6 Mn)	-	6,4/7,7
Malachit CuO (7,0 Cu)	-	6,4/7,7
Platin (0,51 Pt)	-	5,5/7,1

* 1. Wert gibt an: $\text{m}^3\text{CH}_4/\text{sec cm}^2$ Katalysator.
2. Wert gibt an: $\text{m}^3\text{CH}_4/\text{sec g}$ Katalysator.

TABELLE 40

UMSATZRATEN VON METHAN ZU CO_2 UND H_2O MIT KATALYSATOREN BEI VERSCHIEDENEN TEMPERATUREN /116/

Palladium und Platin besitzen die höchsten Reaktionsraten, gefolgt von Kobalt-Oxyd als Nicht-Edelmetall.

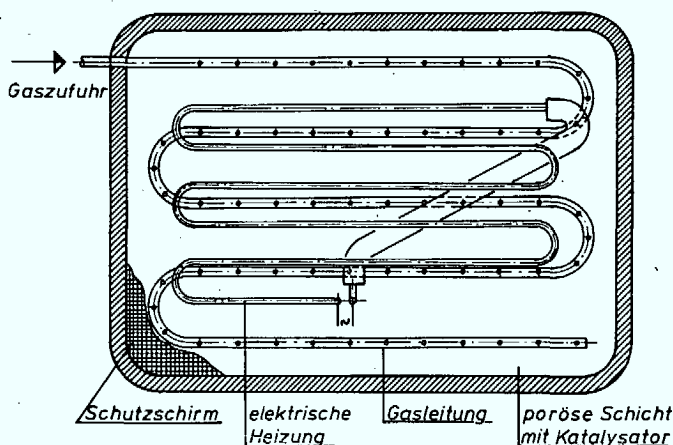
Die Lebensdauer eines Katalysatorsatzes wird für Methanbrenner, wenn keine vergiftenden Stoffe mit verbrannt werden, mit 30000 bis 35.000 Stunden angegeben.

Katalysatormaterial	DM/kg
0,5 % Palladium auf 0,317 cm ϕ Aluminium Pellets	107
0,5 % Platin auf 0,317 cm ϕ Aluminium Pellets	210
Kobalt	6,6

TABELLE 41:
KOSTENANGABEN 1961
AKTUALISIERT MIT 6 %/A
KOSTEN FÜR KATALYSATORMATERIAL
/117/

Die Trägermaterialien können in poröse und nichtporöse Substanzen eingeteilt werden. Poröse Materialien sind Silica-Gel und Aluminium. Nichtporöse Materialien sind Chrom-Nickel-Legierungen, die, als Metallgitter ausgeführt, einfache Katalysatorbettausführungen ermöglichen /118/.

Katalytische Brenner werden in zwei Gruppen aufgeteilt, in Tief- und Hochtemperaturbrenner. Tieftemperaturbrenner arbeiten ohne sichtbare Flammenentwicklung an der Oberfläche bei 400 °C. Die verwendeten Katalysatoren für eine Methangasverbrennung sind bei diesen Temperaturen teure Edelmetalle. Hochtemperaturbrenner arbeiten oberhalb von 500 °C mit Sekundärluftverbrennung an der Plattenoberfläche. Im Vergleich zu Flammentemperaturen von Kohlenwasserstoffen von über 2000 °C liegen auch diese Temperaturen sehr niedrig.



4.2.2 Tieftemperaturbrenner

Im nebenstehenden Brenneraufbau besteht das Katalysatorbett aus einer 6 cm dicken Lage nicht entflammaren Materials, das mit Katalysatorstoff durchsetzt ist. Das Katalysatorbett wird durch einen Schutzschirm umgeben.

Die Entzündung des Gases erreicht man durch Vorheizung des Bettes mittels Heizschlangen. Das Gas wird durch die gelöcherten Rohre eingeleitet. Nach Anlauf der Reaktion wird die Heizung abgeschaltet.

Der im Beispiel gezeigte Methan-Brenner arbeitet bei einer Verbrennungstemperatur von 350°C mit einer Heizleistung von 20 kW/m^2 , was annähernd 60 % der Heizleistung einer elektrischen Kochplatte entspricht.

4.2.3 Hochtemperaturbrenner

Das Gas/Luft-Gemisch wird über den Brenner-vorraum zugeführt und passiert dann eine hochtemperaturbeständige Schutzschicht, die einerseits das Katalysatorbett mechanisch abschirmt und andererseits die Wärmerückstrahlung unterbindet, um eine Zündung des zugeführten Gemisches im Brenner-vorraum zu unterbinden. Die eigentliche

Verbrennung läuft in der porösen Silicon-Karbid-Platte ab, die mit einem Thorium-Katalysator versetzt ist. Die chemische Umsetzung läuft bei 880°C ab. Eine geringe Nachverbrennung erfolgt oberhalb der Platte mit Sekundärluft, so daß eine Flamme sichtbar wird. Die spezifische Wärmeleistung einer solchen Platte liegt bei 60 kW/m^2 /120/.

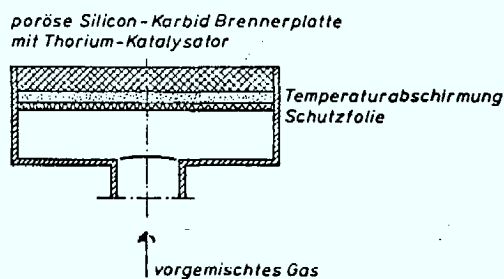


Abb. 67: KATALYTISCHER HOCHTEMPERATURBRENNER

Die beiden beschriebenen Brennertypen stehen stellvertretend für eine große Zahl ähnlicher Konstruktionen. Eine Eignung für einen Wasserstoffeinsatz ist sicherlich gegeben, da reiner Wasserstoff keine Katalysatorgifte wie Schwefelverbindungen mit sich führt. Wasserstoff, der bei konventionellen Brennern zum Rückschlagen neigt, kann hier bei gemäßigten Temperaturen ohne die Gefahr des "flash back" verbrannt werden.

Unter der Voraussetzung des Vorhandenseins kostengünstiger Katalysatorstoffe ermöglicht die katalytische Verbrennung den Einsatz von Wasserstoff als Wärmeträger in den Bereichen der Industrie und Hauswärme.

4.3 Sicherheitsbedingungen für eine Wasserstoffverteilung

Wasserstoff als Brenngas kann wie Natur- oder Stadtgas zur Erzeugung von Raumwärme herangezogen werden, wenn bestimmte Sicherheitsvorkehrungen entsprechend den spezifischen Eigenschaften des Wasserstoffs eingehalten werden.

Wasserstoff ist farblos, geruchlos, nicht toxisch und nicht korrosiv. Wie eingangs gezeigt, ist eine Rohrverteilung von Wasserstoff problemlos, da eine Rohrrinnenkorrosion nicht auftritt und Außenkorrosionen durch kathodische Schutzverfahren gut unterbunden werden können.

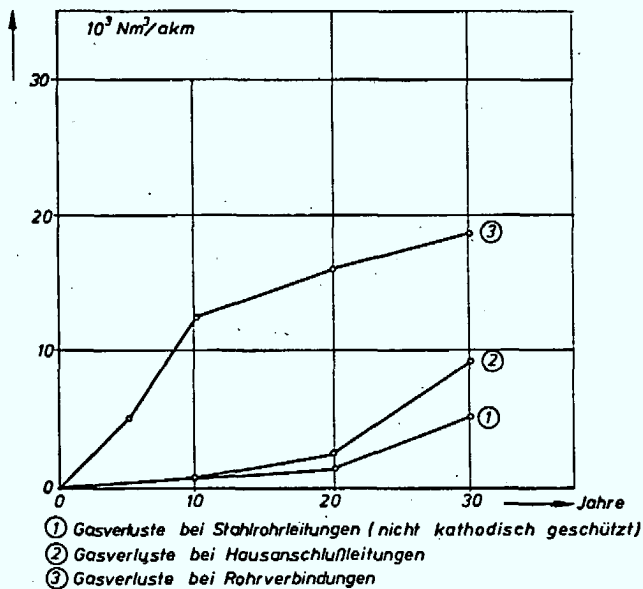


Abb. 68: GASVERLUSTE IN ABHÄNGIGKEIT DES ALTERS DER ANLAGE

Bisher übliche Gasverluste bei Ortsverteilungsnetzen von 10000 Nm³/a km, hervorgerufen durch nicht geschützte Rohrsysteme und undichte Rohrverbindungen, können durch Verlegen von Kunststoffrohren und geschweißten Stahlrohren mit Kathodenschutz beseitigt werden.

Die geringe Größe des Wasserstoffmoleküls erlaubt es ihm, durch luftdichte und bisher gasdichte Abdichtungen zu entweichen, so

daß einfache Rohrvermuffungen nicht mehr möglich sind. Da die Größe eines Leckflusses bei gleicher Geometrie umgekehrt proportional der Viskosität ist, entweicht bei gleichen Bedingungen ca. 40 % mehr Wasserstoff als Methangas.

Aufgrund seiner geringen Dichte besitzt Wasserstoff ein hohes Diffusionsvermögen. Bei einer Freisetzung verdünnt sich Wasserstoff in der Luft durch Diffusion derart schnell, daß z.B. nach Messungen 18,5 m³ flüssiger Wasserstoff ($\approx 15.725 \text{ m}^3$ Gas) nach einer Minute sich zu einem nicht mehr zündbaren Gemisch verdünnt hat /122/. Den gleichen Effekt nutzen Chemiewerke. Wenn durch Störungen im Prozeßablauf überschüssiger Wasserstoff entfernt werden muß, dann ge-

schiebt dies ohne Abfackeln, da aufgrund der hohen Diffusionsgeschwindigkeit des Wasserstoffs in hinreichend kurzer Zeit kein zündfähiges Gemisch mehr besteht. Einerseits verhindert diese Eigenschaft eine schnelle Entzündung des Gases, andererseits erschwert es die Lecksuche erheblich.

Eine Möglichkeit zur Erkennung des Wasserstoffgases bei Leckagen ist das Odorieren. Naturgas ist ebenfalls geruchlos und wird daher mit Tetrahydrothiophen (THT) versetzt, um den Geruch des Kokereigases zu bekommen.

Die Zündtemperatur liegt für Wasserstoff bei 680 °C und liegt damit erheblich über dem Selbstentzündungsbereich der Kohlenwasserstoff-Brenngase, der sich zwischen 200 und 350 °C befindet.

Tab. 42 zeigt die unteren und oberen Entflammargrenzen von Wasserstoff-Luftgemischen. Die unteren Grenzen der Entflammbarkeit liegen bei H_2 und CH_4 eng zusammen, jedoch die oberen Grenzen differieren um 50 %. Andere Gasgemische, die seit Jahren in der Industrie verwendet werden, zeigen ähnlich große Zündbereiche. Sobald der Wasserstoff die Möglichkeit hat zu

Brennstoff	untere Zündgrenze (%)	obere Zündgrenze (%)	H_2 -Gehalt (%)
Wasserstoff	4	75	100
Methan	4	15	0
Propan	2,4	9,5	0
Generatorgas	35	75	15 %
Koksofengas	5	30	12 %
Wassergas	6	70	50 %
Stadtgas	6	35	44-51 %
Erdgas	4,5	13,5	0
Gichtgas	40	65	2

TABELLE 42
ZÜNDGRENZEN VON GASEN

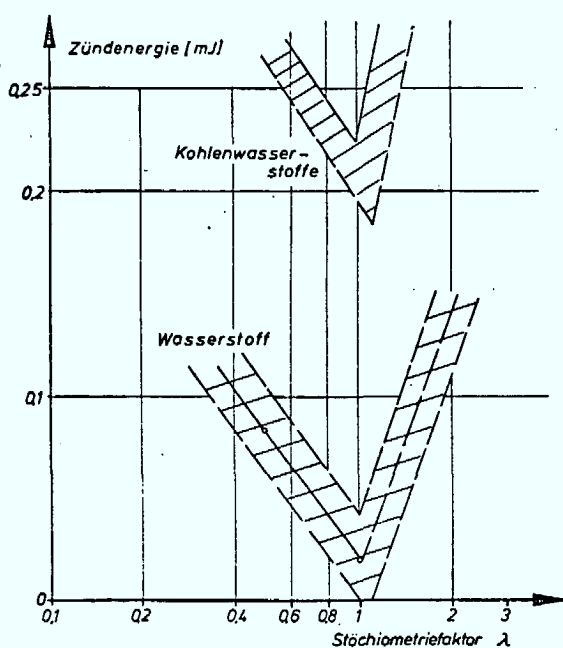


Abb. 69: DIE BENÖTIGTE ZÜNDENERGIE /122-125/

diffundieren, ist die Gefahr des weiten Entflammbarkeitsbereiches nur über eine sehr kurze Zeit existent.

Innerhalb der Entflammargrenzen genügt eine Zündenergie von 0,019 mJ, um ein stöchiometrisches Luft/Wasserstoff-Gemisch zu entzünden. Bei Abweichung von der Stöchiometrie steigt dieser Wert stark an.

Es ist in verstärkter Weise gegenüber der herkömmlichen Gasverteilung durch eine sorgfältige Installation und durch

hinreichende Entlüftung bzw. Zwangsentlüftung in Räumen und Schächten zu sorgen. Man wird daher nur die zentrale Hausbeheizung mit Wasserstoff betreiben können, da die Bedingungen einer guten Lüftung nicht auf jeden Raum eines Hauses übertragbar sind.

Andererseits ist es aber auch mit einfachen Mitteln möglich, durch Zumischung von Inerten oder von Gasen mit eingeschränkteren Entflammbarkeitsbereichen Wasserstoff mit der gleichen Sicherheit, wie z.B. Stadtgase, zu verteilen.

Nach LE CHATELIER gilt:

$$L_{o,u} = \frac{100}{\frac{a}{A} + \frac{b}{B} + \frac{c}{C} \dots} \quad \text{mit} \quad \begin{array}{l} L \quad \text{obere, untere Zündgrenze} \\ a, b, c \quad \text{prozentualer Gasanteil} \\ A, B, C \quad \text{Gasart} \end{array}$$

Bei einer geringen Zumischung von Methangas wird erreicht, daß die Zündgrenzen innerhalb des für Stadt-

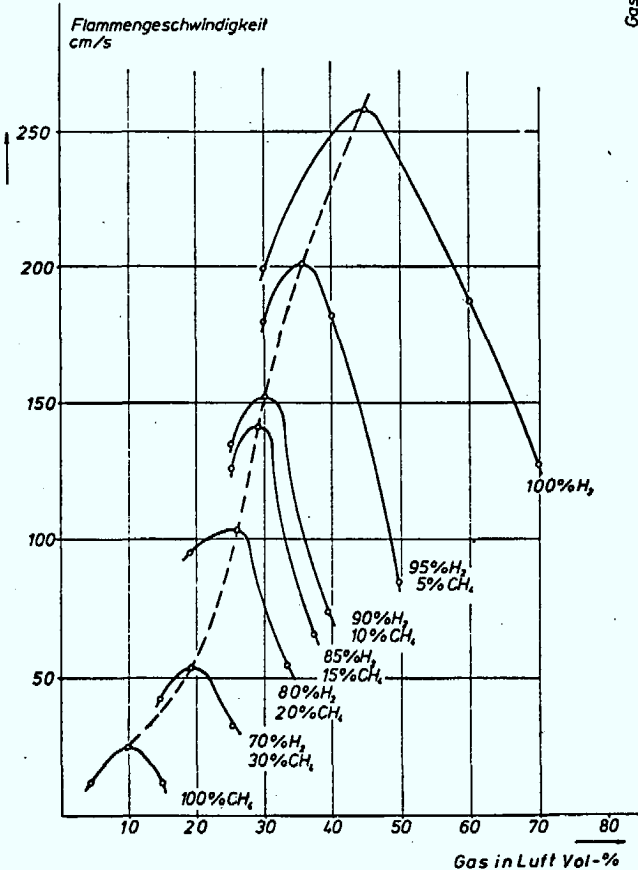


Abb. 71: FLAMMGESCHWINDIGKEITEN VON H_2 - CH_4 -LUFTGEMISCHEN [111]

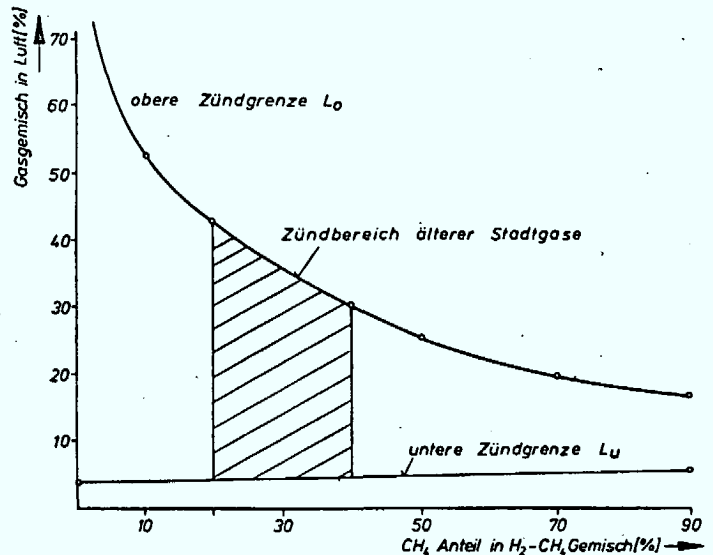


Abb. 70: ZÜNDBEREICHE VON H_2 - CH_4 -LUFTGEMISCHEN

gase üblichen Bereiches liegen, die Flammgeschwindigkeiten stark absinken und die benötigte Entzündungsenergie sich verdoppelt.

Eine Zumischung von 20 % Methangas, setzt die obere Zündgrenze auf annähernd die Hälfte herab. Die Flammgeschwindigkeit sinkt von 300 auf unter 100 cm/sec ab.

Die Beispiele zeigen, daß je nach Einsatzbereich geeignete Mittel existieren, Wasserstoff energetisch ohne überhöhtes Risiko in den Bereichen der Haus- und Industriewärme nutzen zu können.

4.4 Die Nahverteilung von leitungsgebundenen Endenergieträgern

Die Nah- oder Endverteilung von leitungsgebundenen Endenergieträgern bezieht sich auf die Versorgung von Städten und Gemeinden. Die Endabnehmer sind dort überwiegend die privaten Haushalte, Handel und Gewerbe und öffentliche Einrichtungen, die über das öffentliche Netz versorgt werden. Großabnehmer, wie die Industrie, beziehen leitungsgebundene Energien über eigene Zuleitungen und Netze.

4.4.1 Die Aufteilung von Transportsystemen

Die Systemlängen der Fern- und Nahverteilung betrugen 1972 bei herkömmlichen Verteilernetzen in der BRD:	1) <u>Elektrizität</u>		
	Fernübertragung (110 - 380 kV)	52.927 km	± 13,9 %
	Ortsverteilung (10 - 20 kV)	80.000 km	
	0,4 kV	ca. 300.000 km	± 86,1 %
	2) <u>Gas</u>		
	Fernübertragung (1 bar)	10.580 km	± 12,1 %
	Ortsverteilung (50 - 1000 mb)	7.920 km	± 9,0 %
	(< 50 mb)	68.877 km	± 78,9 %

Dieser Vergleich zeigt, daß die Anteile der Fern- und Nahverteilung im Verhältnis der installierten Längen wie 1 : 7 stehen. Die Hauptinvestitionen liegen von daher innerhalb des Nahverteilungsbereiches.

4.4.1.1 Die Wasserstoffnahverteilung

Die Aufwendungen einer Wasserstoffverteilung lassen sich auf die Aufwendungen für bisherige Gasendverteilernetze zurückführen.

Nahverteilungsnetze arbeiten bei weitaus niedrigeren Drücken als Überlandnetze. Früher wurden 50 mb nicht überschritten, heute arbeitet man analog zur Elektrizitätsverteilung auf mehreren Druckebenen.

Transportiertes Volumen		Transportierter Heizwert	
CH ₄	1	0,35	1
H ₂	2,82	1	1,044

Tabelle 43

VERGLEICH DES NIEDERDRUCKGASTRANSPORTES

Die Strömungsverhältnisse für Wasserstoff lassen sich in einem solchen System analog zur Fernverteilung berechnen. Bei niedrigen Drücken genügt es auch, Gas als inkompressibles Medium zu betrachten. Es besteht dann ein linearer Zusammenhang zwischen Druckabfall und Entfernung. Ein Vergleich Wasserstoff - Methan zeigt, daß sich auch bei niedrigeren Drücken und kleineren Rohrquerschnitten das Transportvolumen bei gleicher Rohrreibungszahl entsprechend der Dichte der Gase verhält. Da bei den niedrigen Drücken die Kompressibilität vernachlässigbar ist, wird bei gleichem Druckabfall annähernd der gleiche Heizwert bei beiden Gasarten übertragen.

4.4.1.2 Der Investitionsaufwand für elektrische Endverteilernetze

Bei der Elektrizitätsverteilung sind die Höhen der spezifischen Investitionen (Investition/Tarifnehmer) stark abhängig von der räumlichen Dichte der Verbraucher. Einmal herrscht in der städtischen Stromversorgung der Einsatz von Kabelnetzen allein schon aus städtebaulichen Erwägungen vor. Die spezifischen Erstellungskosten sind für Kabelnetze auch bei der Nahübertragung höher als für Freileitungen. Andererseits erfordert die geringere Dichte der Abnehmer eines Versorgungsgebietes eine erheblich größere Leitungslänge je Tarifabnehmer, die allerdings zu einem höheren Teil aus Freileitungen besteht, als bei der städtischen Versorgung.

Spannungsebene	Schwache Besiedlung DM/m	Dichte Besiedlung DM/m
NIEDERSpannung		
Freileitung	24,4	24,4
Kabel	120 ² NAYY	150 ² NAYY
Erd- und Straßenarbeiten	20,4	57
Montage	7,-	7,5
Material		
Kabel, Schutzrohre	14,01	20,4
Verteiler, Erdung	6,1	91
SUMME	47,6	91
MITTELspannung		
Freileitung	34	34
Kabel	120 ² NAEKBA	150 ² NAEKBA
Erd- und Straßenarbeiten	20,4	57
Montage	9,5	14,2
Material	26,6	34
Zubehör	2,4	3,-
SUMME	158,9	108,2

TABELLE 44
KOSTEN DER NIEDERSpannungs- UND
MITTELspannungsVERLEGUNG
/126, 127/

Es sollen die Investitionskosten der Mittel- und Niederspannungsebene ermittelt werden. Die Hauptkostenfaktoren zeigt Tab. 44. Die Erdarbeiten sind aufgrund teurer Straßenaufbrüche in dichtbesiedelten Gebieten wesentlich höher. Bei der städtischen Verteilung wird alle 200 m ein Knotenpunkt angenommen. Die höheren Kosten im Mittelspannungsbereich sind im wesentlichen durch höhe-

re Kabelpreise bedingt. Die Kosten der Freileitungen sind, da sie nur in offenen Gebieten eingesetzt werden, gleich angesetzt.

Aus der VDEW Betriebsstatistik lassen sich nach /126/ in Abhängigkeit von der Tarifabnehmerdichte folgende Kenngrößen ermitteln:

- (1) Erforderliche Leitungslänge im Nieder- und Mittelspannungsnetz in Abhängigkeit der Tarifabnehmerdichte.
- (2) Das Verhältnis von Freileitung zu Kabeln im Nieder- und Mittelspannungsnetz in Abhängigkeit der Tarifabnehmerdichte.
- (3) Die Anzahl der benötigten Transformatoren.

Der Zusammenhang zwischen Tarifnehmer/km², den erforderlichen Leitungslängen, dem Verhältnis der Freileitungen zu Kabeln und der Anzahl der benötigten Transformatoren wird durch ein hyperbolisches Polynom analytisch angenähert mit der Bedingung, daß die quadratischen Abstände der einzelnen Punkte von der angenommenen Schätzfunktion ein Minimum darstellen.

$$Y \left[\frac{m \text{ Kabel}}{\text{Tarifnehmer}} \right] = a_1 + \frac{a^2}{X \left[\frac{\text{Tarifnehmer}}{\text{km}^2} \right] - a_3}$$

Aus der Problemstellung zeigt sich, daß die Asymptoten der Funktion die Koordinatenachsen sind, so daß sich die Schätzfunktion vereinfacht.

$$Y = \frac{a}{X} + U \quad U = \text{Abweichung von der Schätzfunktion}$$

$$\sum_{i=1}^n U^2 = \sum_{i=1}^n \left(Y - \frac{a}{X} \right)^2 \text{ soll minimiert werden.}$$

Aus dieser Bedingung lassen sich die Koeffizienten bestimmen:

$$\frac{\partial U^2}{\partial a} = \sum_{i=1}^n \left(Y - \frac{a}{X} \right) = 0$$

$$a = \frac{\sum_{i=1}^n Y}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{X}}$$

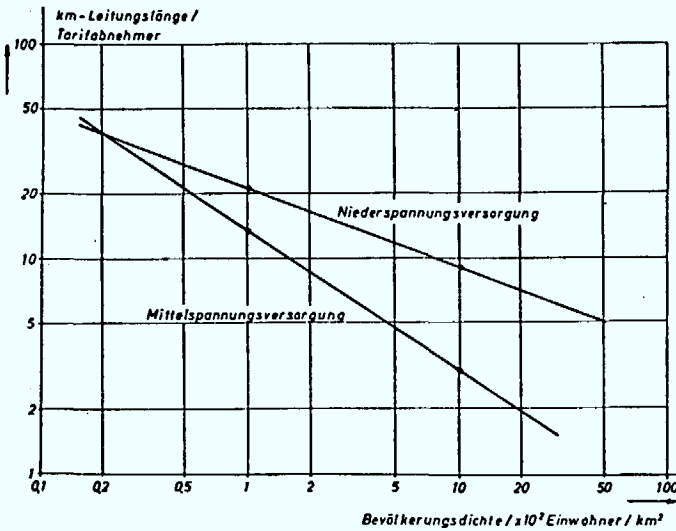


Abb. 72: KORRELATION ZWISCHEN LEITUNGSLÄNGE UND TARIFABNEHMERDICHTE

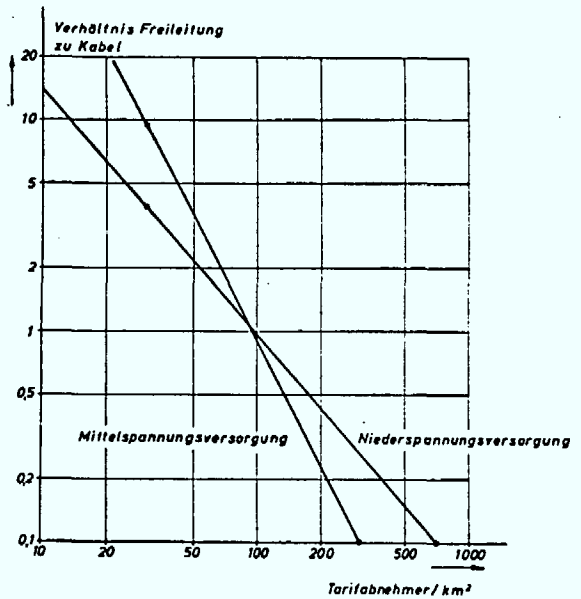


Abb. 73: DAS VERHÄLTNISS VON FREILEITER ZU KABEL BEI UNTERSCHIEDLICHER TARIFABNEHMERDICHTE

Aus den Abbildungen folgt, daß die spezifischen Aufwendungen für die Leitungsanlage in ländlichen Versorgungsgebieten erheblich über den Werten in dichtbesiedelten Räumen liegen. Die Aufwendungen für Freileitungen in den unteren Spannungsbereichen sind bei dicht besiedelten Gebieten vernachlässigbar.

Die Verteilung der Transformatoren in Abhängigkeit von der Bevölkerungsdichte ist nicht eindeutig definiert, so daß alle Koeffizienten einer hyperbolischen Näherung berechnet werden müssen. Mit der Bedingung

$$\frac{\partial \sum u_i^2}{\partial a_i} = 0$$

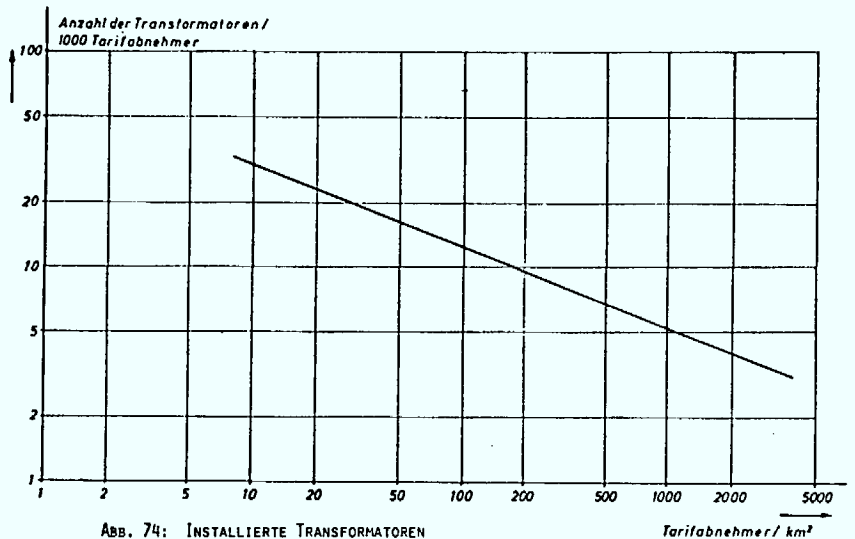
ergeben sich die Koeffizienten, so daß folgende Näherung erstellt werden kann:

$$Y = 3,2 + \frac{225}{X - 1,63} \quad \text{Geltungsbereich } 8 < X < 2000$$

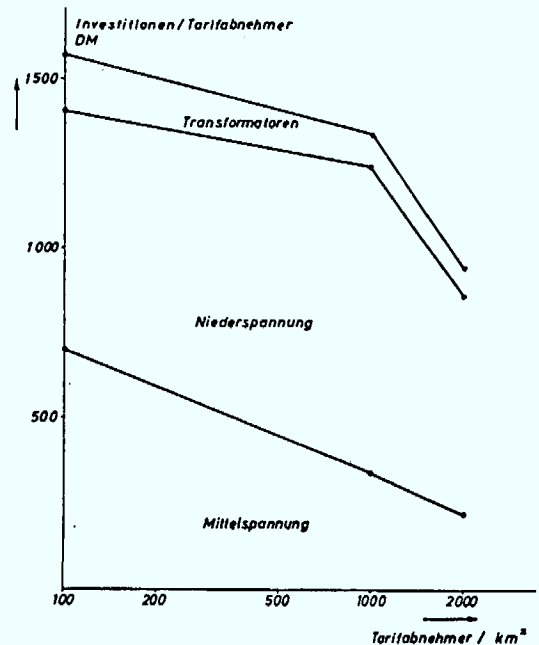
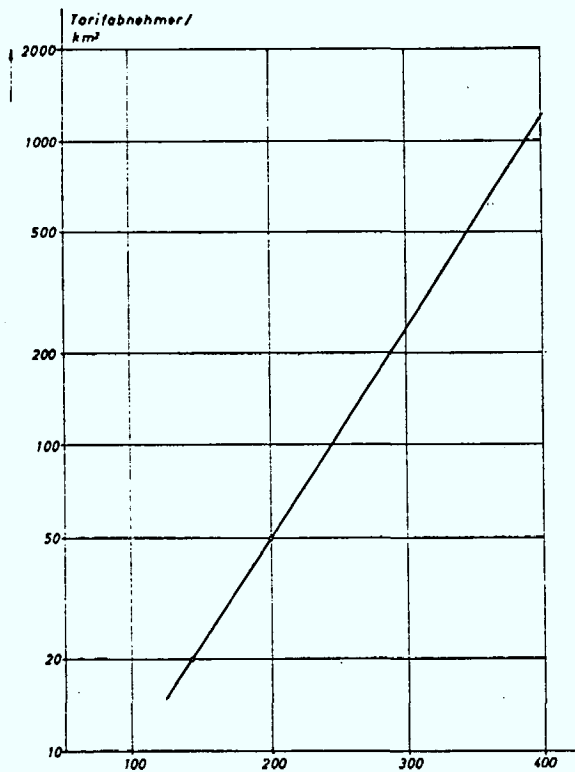
Nach /128/ überwiegen bei dünnbesiedelten Versorgungsgebieten Transformatoren mit einer Nennleistung von 200 kVA bei größeren Anlagen 350 kVA. Die spezifischen Kosten für Transformatoren liegen für größere Anlagen (350 kVA) bei 18 DM/kVA, bei kleineren Anlagen (200 kVA) bei 24 DM/kVA /129/. Hinzu kommen die Transformatorstationen, deren Anlagekosten bei 6000 DM für Anlagen bis 200 kVA liegen. Größere Stationen für Stadtverteilungen liegen bei 8000 DM, Kompaktstationen bei 4000 DM /128/.

Mit diesen Kostenangaben läßt sich ein Überblick über die spezifischen Netzinvestitionen für die Kleinverteilung in den Mittel- und Niederspannungsbereichen angeben.

Wie zu erwarten, verkürzen sich die spezifischen Leitungs-



längen mit zunehmender Tarifabnehmerdichte. Ab einer Dichte von 1000 Tarifabnehmer/km² werden die hohen Straßen-

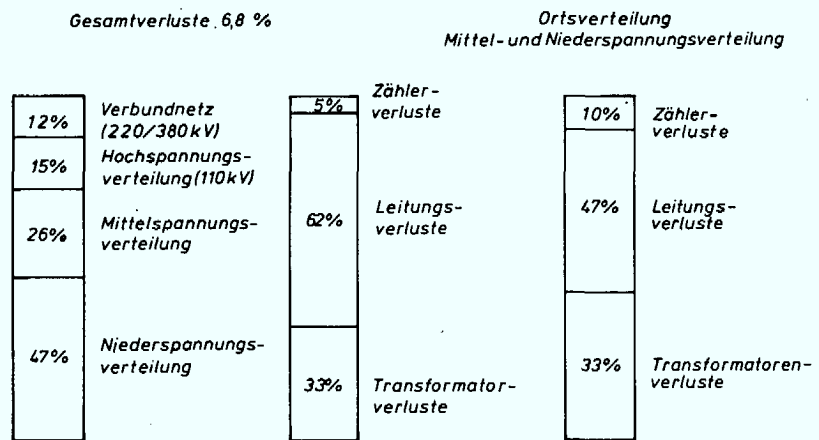


baukosten bei der Verlegung durch die hohe Dichte der Abnehmer kompensiert, so daß ein merklicher Rückgang in den spezifischen Investitionen eintritt.

4.4.1.3 Die Verluste

Von der 1972 über das öffentliche Netz verteilten Elektrizitätsmenge von 220 TWh waren 15 TWh Verluste, das entspricht 6,8 % der transportierten Leistung.

Der größte Anteil der Verluste tritt im Bereich der Kleinverteilung auf. Einschließlich der Mittelspannungsebene beträgt dieser Anteil 73 % der gesamten Verluste. Bezogen auf die Gesamtverluste gehen die Ortsnetztransformatoren allein mit 20 % und die Leitungen mit 22 % ein.



Im Gegensatz hierzu fallen bei der Gasverteilung als Energieverbrauch nur der Brennstoffverbrauch zur Kompression an, wenn man von derzeitigen Undichtigkeitsverlusten absieht, die im wesentlichen durch die Umstellung auf eine andere Gasart (Kokerei-Gas, Erdgas) hervorgerufen werden und nicht systembedingt sind. Nach den vorigen Berechnungen liegen die Pumpenergiemengen bezogen auf den durchgesetzten Heizwert bei einer Druckstufung von 1 : 2 bei 0,2 % für Naturgas und 0,6 % für Wasserstoff.

Bei den in der BRD üblichen Transportentfernungen werden im Mittel, bezogen auf den transportierten Nm^3 Gas, 2,5 Verdichterstationen benötigt.

Der systembedingte Energieaufwand (bei der Elektrizitätsverteilung: Verluste) liegt bei der Elektrizität um den Faktor 5 bis 13 höher, wenn man mit die Wasserstoff- bzw. Naturgasverteilung vergleichend heranzieht.

4.4.1.4 Investitionsaufwand für Gasendverteilernetze

Nach Untersuchungen der Stadtwerke Hannover /130/ ergab sich, daß die spezifischen Rohrnetzskosten über einen großen Bereich der Nennweite und der Druckstufen als gleich angesetzt werden können, da bei einer städtischen Verlegung nicht die Materialkosten, sondern Aushub-, Verlege- und Wiederherstellungsarbeiten die Gesamtkosten entscheidend beeinflussen. Es besteht ein Kostenausgleich zwischen Leitungen mit großer Nennweite auf freiem Land verlegt und Leitungen mit kleinen Nennweiten, die aber unter Straßendecken verlegt werden müssen. Ein Mittelwert umfangreicher Nachkalkulationen ergibt Investitionskosten von DM 150/m einschließlich Armaturen, Verteilstationen und Druckregler. Dieser Mittelwert erfaßt nicht den Kostenunterschied, der sich aus der Art der Versorgungsorganisation ergibt. Unternehmen, die gleichzeitig Gas und Wasser liefern, weisen geringere Anlagekosten aus, da Verlegearbeiten (Grabenausheben, Straßenreparatur) auf beide Systeme aufgeteilt werden können. Bei Städten, deren Versorgungsunternehmen getrennt arbeiten (25 % in der BRD), ergibt sich ein nennenswerter Anstieg der Investitionskosten von 40 %.

Es wird wiederum ein Zusammenhang zwischen der Anzahl der Tarifnehmer und den spez. Investitionen gesucht. Die Angaben nach der Gasbetriebsstatistik /131/ werden in Abb. 78 aufgetragen. Aus der Punktanordnung ist ein linearer Zusammenhang zu erkennen, so daß die Punktfolge durch eine Geradengleichung analytisch ersetzt werden kann.

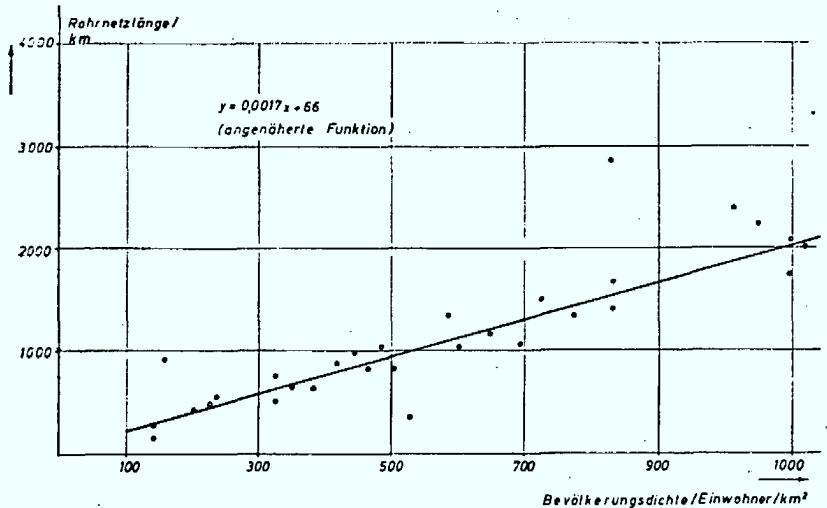


Abb. 78: KORRELATION VON ROHRNETZLÄNGEN UND TARIFABNEHMERDICHTEN

Es gilt wie vorher:

$$Y = a_1 X + a_2 + U$$

Die Summe der quadratischen Abweichungen soll minimal sein.

Betriebsgröße lt. Gas- aufkommen 10^6 m^3	Anzahl der erfaßten GVU	Anzahl der Einwohner in 10^3	Anzahl der Abnehmer in 10^3	Anteil %	Durchschnittl. Jahresabgabe je Haushalt m^3	Gasabgabe an Verbraucher			
						insgesamt 10^3 m^3	je Einwohner m^3	je Abnehmer m^3	
Über 50	82	26057	5028	19,2	1240	19495582	748	3877	
10 - 50	159	7953	1456	18,3	1375	3409006	429	2341	
5 - 10	105	2451	388	15,8	1235	705789	288	1819	
1 - 5	147	1817	263	14,4	913	341653	188	1299	
bis 1	21	112	12	10,7	709	12813	114	1068	
insgesamt	1971	514	38390	7147	18,6	1254	23964843	624	3353
	1970	524	38140	7211	18,9	1100	18712141	491	2595

Tab. 45: DER ANTEIL DER GASABNEHMER IN ABHÄNGIGKEIT VON DER GRÖSSE DER ORTSGASVERSORGER

$$\sum u^2 = \text{Min} \sum (Y - (a_1 X + a_2))^2$$

Die partielle Differentiation nach den Koeffizienten ergibt die in Abb. 78 dargestellte Geradengleichung. Mit den einheitlich gewählten Anlagekosten ist eine Investition von 270 DM/Einwohner als Mittelwert erforderlich.

Aus der Betriebsstatistik der Gasversorger geht hervor, daß bei großen Versorgungsunternehmen 20 % der Einwohner Tarifnehmer sind. Aus diesen Angaben lassen sich für die in Tab. 46 aufgeführten Orte die Investitionen für Tarif-

STÄDTE	Gesamt- Rohrnetz km	Gasnetz Kosten 10 ⁶ DM	Einwohner (1000)	Tarifnehmer (1000)	Netzinvest. pro Tarif- nehmer DM/Tarifn.
Hamburg	5514	825	2171	434	1900
Düsseldorf	1244	186	654	130	1430
Essen	1031	158	693	138	1144
Hamm	268	40	94	163	2453
Speyer	122	18	43	7,1	2535
Lübeck	747	112	259	46,6	2403
Koblenz	918	140	328	59,0	2372

TABELLE 46
ROHRNETZLÄNGEN VON STÄDTEN /131/

abnehmer bestimmen. Es ergeben sich

2 Gruppen:

(1) Großstädte

1100 - 2000 DM/Tarifnehmer,

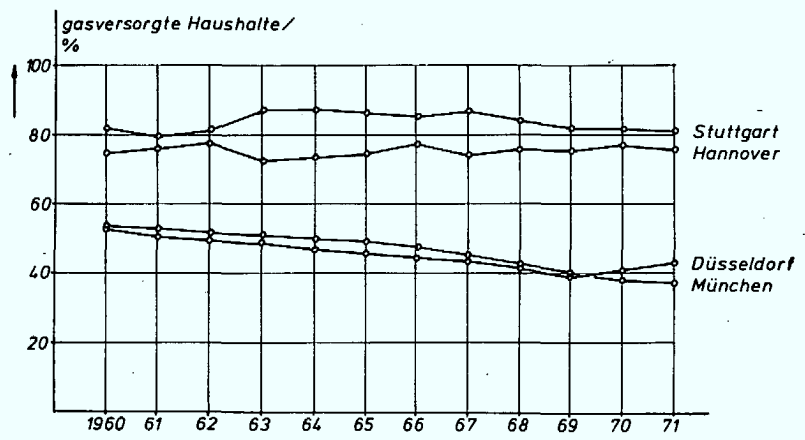
(2) Kleinere Städte

2000 - 2600 DM/Tarifnehmer.

Die Anschlußhäufigkeit der Tarifnehmer ist im Vergleich zur Elektrizität erheblich geringer. Nur einige große

Städte haben eine Anschlußhäufigkeit für Gas, die, bezogen auf die Anschlußhäufigkeit der Elektrizität (100 %) oberhalb von 50 % liegt. Städte wie Düsseldorf oder Hamburg sind zu 80 % /133/ mit Gasrohren durchzogen. Nimmt man an, daß dies für die meisten Städte gilt, deren Anschlußhäufigkeit bei 50 %

liegt, dann ergibt eine Umrechnung auf die Anschlußhäufigkeit der Elektrizität die in Tab. 47 errechneten Investitionen. Die Investitionskosten pro Tarifnehmer liegen für kleinere Städte um 30 % höher.



Setzt man für beide Systeme einen Kapitaldienst von 10 % an, dann ergeben sich Jahreskosten von 93,8 DM für die Elektrizitäts- und 150 DM für die Gaskleinver-

Investitionskosten/Tarifnehmer (DM)		
	Großstädte	Kleinere Städte
jetzige Verhältnisse	1100 - 2000	2000 - 2600
verdoppelte Anschlußhäufigkeit	700 - 1250	1250 - 1625

teilung (1971). Die verteilte Energiemenge betrug 1971 bei Gas 16,6 Gcal/Tarifnehmer, bei Elektrizität 6,2 Gcal/Tarifnehmer /131,34/.

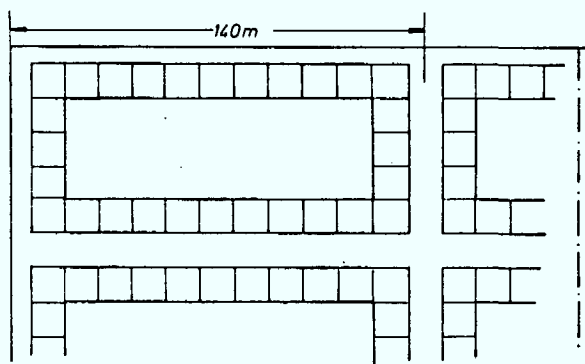
TABELLE 47
INVESTITIONSKOSTEN DER GASVERTEILUNG

Die Kleinverteilung der Energie kostet dann bei Gas 6,62 DM/Gcal, bei Elektrizität 11,29 DM/Gcal ohne Berücksichtigung der elektrischen Verluste. Diese Zahlen stellen überschlagswerte dar, die anhand des verfügbaren statistischen Materials errechnet wurden. Sie lassen die Tendenz erkennen, daß eine Gasversorgung als Energieversorgung auch in der Kleinverteilung günstiger ist.

4.4.2 Investitionskontrolle anhand von Modellsiedlungen

Die aus der Statistik hergeleitete Aussage soll weiter verdeutlicht werden. Da nirgends gleiche Bebauungsverhältnisse vorliegen, existiert kein formaler Zusammenhang mittels dessen man die Wirtschaftlichkeit einer Energieversorgung in allgemeiner Form ausdrücken kann. Man ist auf Modelle angewiesen.

Es wird versucht, anhand einer Modellsiedlung, die alternativ mit Strom und Gas versorgt wird, einen Kostenvergleich zu erstellen.



Einfache Stromversorgung		
Einfamilienhaus	(6 kW/Haushalt)	3,29 MW/km ²
Zweifamilienhäuser	"	6,58 MW/km ²
Dreifamilienhäuser	"	9,87 MW/km ²
Heizstromversorgung		
Einfamilienhäuser	(12 kW/Haushalt)	19,73 MW/km ²
Zweifamilienhäuser	"	39,46 MW/km ²

Es handelt sich hierbei vereinfachend um Einheitswohnungen mit einer Fläche von 100 m² und einem Heizleistungsbedarf von 100 kcal/m²h bei einer Jahresbenutzungsdauer von 2000 Stunden. Hierzu werden 98 Blocks aus 28 Häusern gebildet (belegte Fläche: 1 km²), deren Geschözzahl variiert wird.

Die Leistungsdichten errechnen sich unter Annahme eines Gleichzeitigkeitsfaktors, der aussagt, wieviel Prozent der Abnehmer gleichzeitig Energie verlangen.

Abb. 80: MODELLSIEDLUNG 98 BLOCKS MIT 28 HÄUSERN

$$g_n = g_\infty + \frac{1 - g_\infty}{\sqrt{n}}$$

n Zahl der Anschlüsse

g_∞ Gleichzeitigkeitsfaktor bei unendlicher Abnehmerzahl

g_∞ ist für Nicht-Heizversorgung 0,2, für Heizversorgung 0,6 - 0,8. Der letztere Wert hängt bei der Elektrizitätsversorgung davon ab, ob eine Rundsteueranlage vorhanden ist, die die Nachtspeichergeräte aufeinander abstimmt.

4.4.2.1 Stromversorgung

ELEKTRIZITÄT		GAS	
Verlustrarbeit	0,04 DM/kWh	Hausanschluss	2.000 DM (10 m)
Bewertung der Verlustleistung	700 DM/kW	Material	33 DM/m
Verlustzeit	1100 h/a	Verlegung	110 - 120 DM/m
Benutzungsdauer der Höchstlast	2000 h/a	Kreuzungsatücke	130 DM/Stück
Kabelverlegungskosten	50 DM/m		
Transformatorkosten incl. Station (200 kVA)	180.000 DM		
20/0,4 kV (350 kVA)	200.000 DM		
Hausanschluss	8000 DM		
Kabelverteiler	1530 - 2120		
	4 - 8 Abgänge		
Kabel (Mittelspannung)	30 - 40 DM/m		
(Niederspannung)	14 - 30 DM/m		

TABELLE 48
ANLAGEKOSTEN FÜR DIE ELEKTRIZITÄT UND GASKLEINVERTEILUNG

Je nach Leistungsdichte wird eine optimale Netzform benötigt. Aus entsprechenden Untersuchungen geht hervor /134/, daß bis zu einer Leistungsdichte von 10 bis 15 MW/km² ein Niederspannungsmaschennetz genügt. Speisekabel sorgen an diskreten Punkten des Netzes für eine gleichmäßige Lastverteilung. Bei höheren Lastdichten übernimmt eine Mittelspannungsverteilung (10 kV)

die Versorgung. Es werden sternförmige, nicht vermaschte Netzformen gewählt. Vermaschte Mittelspannungsnetze sind wegen ihrer hohen Kurzschlußleistung schwer beherrschbar /135/. In Abb. 82 wird als Übersicht die Anzahl der Transformatoren gezeigt, die entsprechend steigender Lastdichte zunehmen muß, da sonst die Verluste zu stark steigen. Während bei einer Lastdichte von 20 MW/km² 110 Kompaktstationen benötigt werden, steigt die Anzahl der benötigten Stationen bei einer Leistungsdichte von 60 MW/km² auf das Dreifache.

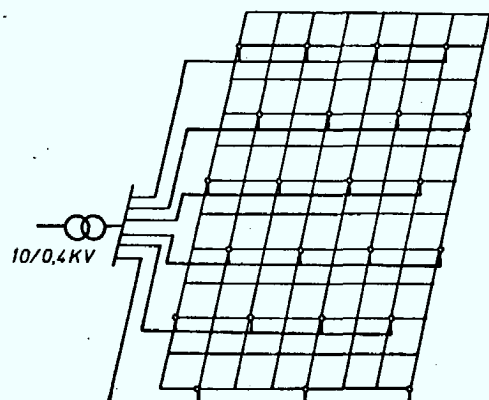
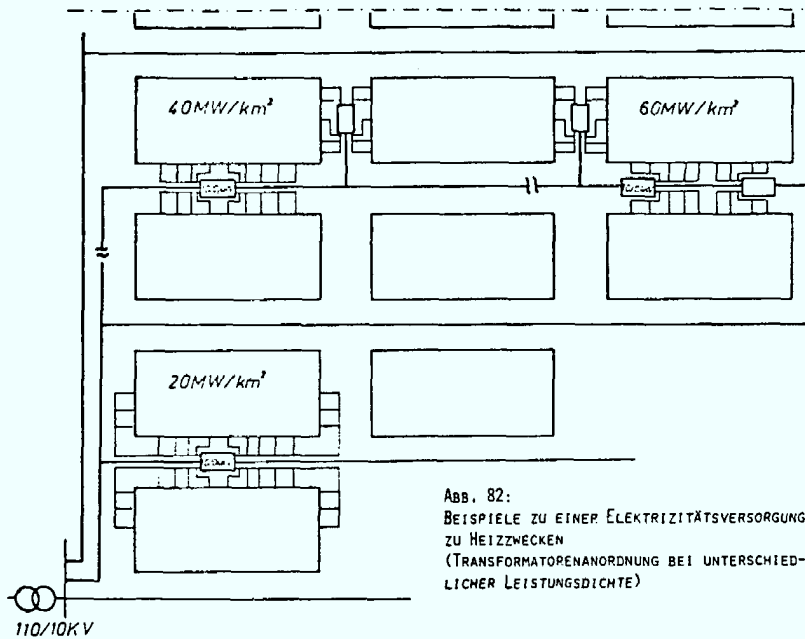


Abb. 81:
Niederspannungsmaschennetz



Besonders die Transformatorverluste bleiben gering, wenn diese nur zu 75 % belastet werden.

$$P_V = P_{VN} \left(\frac{S_{\max}}{S_{\text{nenn}}} \right)^2$$

P_V Verlustleistung

P_{VN} Verlustleistung im Nennbetrieb

S Scheinleistung

Die Verluste gehen in die Kostenrechnung zu 4 bis 6 %

ein. Aus Abb. 83 sieht man deutlich den Vorteil des Wechsels der Spannungsebene, der das Anwachsen der Verluste begrenzt. Für die Verteilungskosten wird ein Mittelwert angegeben, der sich je nach Anlagenkapazität zwischen 20 und 40 DM/Gcal bewegt.

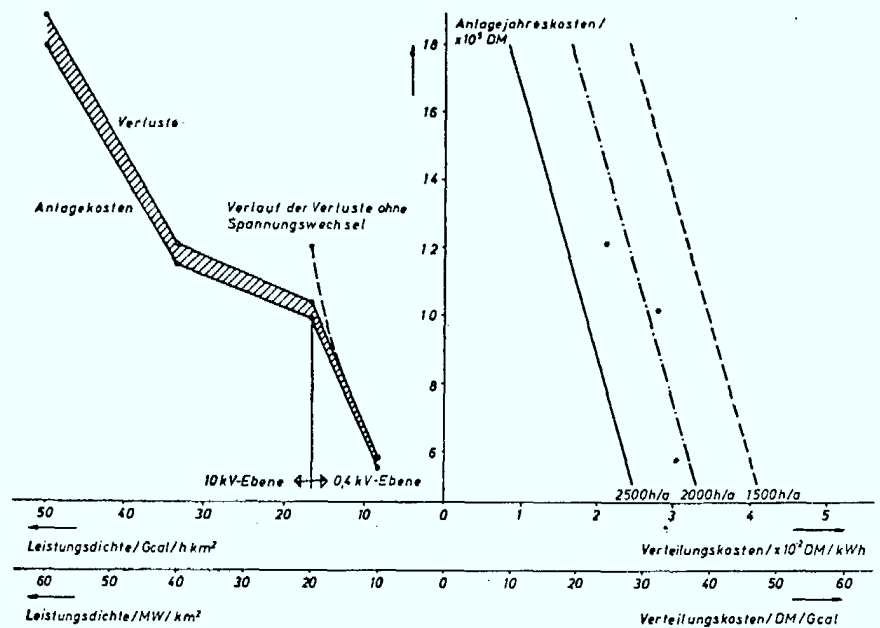


Abb. 83: ELEKTRISCHE NAHVERTEILUNGSKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VON DER LEISTUNGSDICHTE

4.4.2.2

Die Gasversorgung

Die Gasverteilung ist in ihrem Aufbau wesentlich unkomplizierter. Wenn eine Einspeisung an 2 Stellen des vermaschten Rohrsystems vorgenommen wird, genügt an allen Stellen des Netzes ein Rohrdurchmesser von 300 mm, wenn eine Strömungsgeschwindigkeit von 8 m/sec und ein Druck von 0,5 at zugrunde gelegt wird.

Die eigentlichen Rohrkosten gehen in die Gesamtkostenrechnung nur zu maximal 25 % ein, so daß im Bereich bis zu 400 mm Durchmesser kaum Kostenunterschiede entstehen. Daraus ist zu erklären, daß mit zunehmender Leistungsdichte die Gasverteilung gegenüber einer Elek-

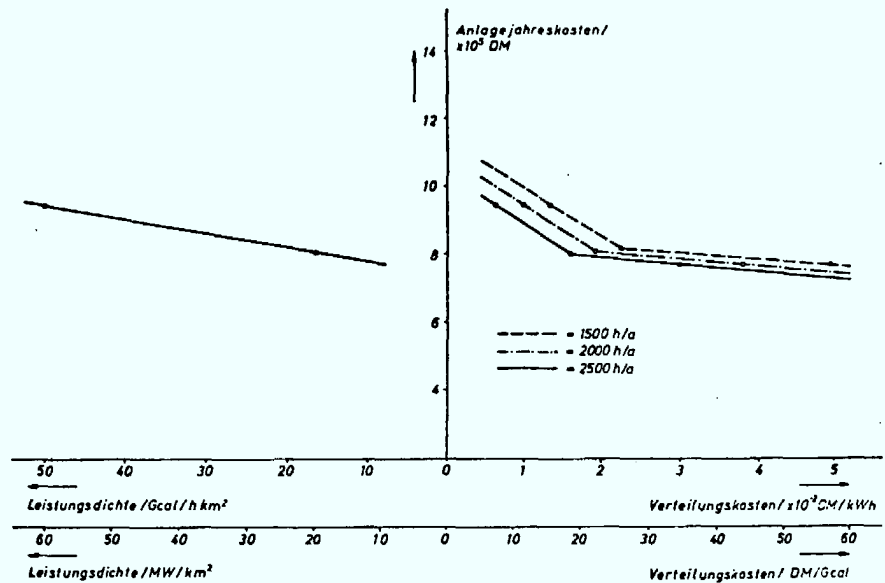


Abb. 84: Die Investitionen einer Gasversorgung in Abhängigkeit von der Leistungsdichte

trizitätsverteilung günstiger wird. Die Elektrizitätsverteilung verlangt aus Sicherheitsgründen immer das Abspannen auf die 0,4 kV Stufe bei den Endverbrauchern, soweit es sich nicht um Gewerbe oder Industriebetriebe handelt. Mit zunehmender Leistungsdichte steigt mehr die Anzahl als die Leistung der benötigten Transformatoren, da man bestrebt ist, die Leitungslängen auf der 0,4 kV Stufe gering zu halten.

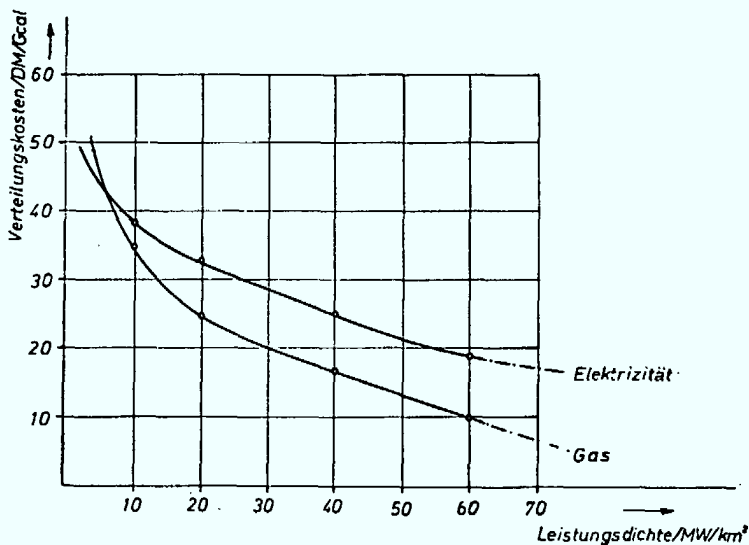


Abb. 85: Vergleich der Nahverteilungskosten Strom/Gas zu Heizzwecken

Ein Vergleich der Verteilungskosten bestätigt das aus der Statistik gewonnene Ergebnis insofern, als bei hohen Leistungsdichten ab 60 MW/km^2 die Gasverteilung doppelt so günstig ist wie die Elektrizitätsverteilung. Bei geringen Leistungsdichten (kleiner 5 MW/km^2) ist dagegen eine elektrische Endverteilung geeigneter.

Als Heizenergieverteilung, um die es in der Zukunft geht, ist eine Gasverteilung der elektrischen Verteilung aus wirtschaftlichen Gründen vorzuziehen.

4.4.3 Die Möglichkeiten einer Netzerweiterung

Die Steigerungsraten der Endenergieträger Strom und Gas verliefen in der Vergangenheit so, daß bei der Elektrizität alle 9 Jahre eine Verbrauchsverdopplung eintrat, Naturgas verdreifachte sich im Verbrauch im gleichen Zeitraum.

Sehr wesentlich für die Wirtschaftlichkeit einer Energieverteilung ist es, wie flexibel ein bestehendes Netz einer erhöhten Nachfrage angepaßt werden kann.

4.4.3.1 Erweiterungsmöglichkeiten elektrischer Netze

Der spezifische Widerstand des Leitermaterials, die Temperaturfestigkeit der Isolation und der Wärmewiderstand des Erdbodens sind die begrenzenden Faktoren einer Kabelbelastung. Da die Endverteilung in Städten zu 90 % über Kabel erfolgt, brauchen Freileitungen nicht in die Betrachtung mit eingeschlossen zu werden.

Die Verlustleistung der Kabel muß über den Boden abgeführt werden, dessen Wärmewiderstand sich in Abhängigkeit der Bodenart und des Feuchtigkeitsgehaltes ändert. Die Kabelverlustleistung darf diesen vorgegebenen Wert nicht überschreiten, da durch die dann eintretende Temperaturerhöhung die Isolation des Kabels zerstört wird. Gleichzeitig darf der Boden nicht austrocknen, da dann der Wärmewiderstand zusätzlich wachsen wird. Nach Erfahrungsberichten /136/ stellt der Wert $0,03 \text{ W/m}^2$ Verlustleistungsdurchtritt durch die Kabeloberfläche eine obere Grenze dar, die nur für kurze Zeit überschritten werden darf. Die Kabeloberflächentemperatur liegt dann zwischen 40 und 50 °C. Bei Dauerüberlastung kann sich der Boden nicht mehr regenerieren und trocknet aus. Da die Verluste bei gleicher Spannung und linear steigender Leistung quadratisch zunehmen, bedeutet eine Leistungsüberhöhung von 40 % schon eine Verlustverdopplung, die bei konstantem Wärmewiderstand des Bodens nach einer bestimmten Zeit zur Zerstörung führt.

Ein einmal gewählter Kabelquerschnitt bedingt daher bei konventioneller Kabeltechnik einen nur geringfügig steigerungsfähigen Leistungsdurchsatz.

Ein nachträgliches Zusammenlegen von Kabeln zur Erweiterung des Netzes ist aufgrund der Wärmeabfuhr ebenfalls problematisch. Bei mehrfacher Aufheizung des Bodens ergibt sich für das einzelne Kabel ein geringeres Temperaturgefälle, so daß die Belastung der Einzelkabel bei Beibehaltung der Manteltemperatur stark abgesenkt werden muß.

Eine Kapazitätserhöhung eines Kabelnetzes kommt, da zusätzliche neue Verlegegräben herangezogen werden müssen, fast einer Neuerstellung gleich.

4.4.3.2 Gasnetze

Die Erweiterung der Kapazität eines Gasnetzes nimmt sich dagegen problemlos aus.

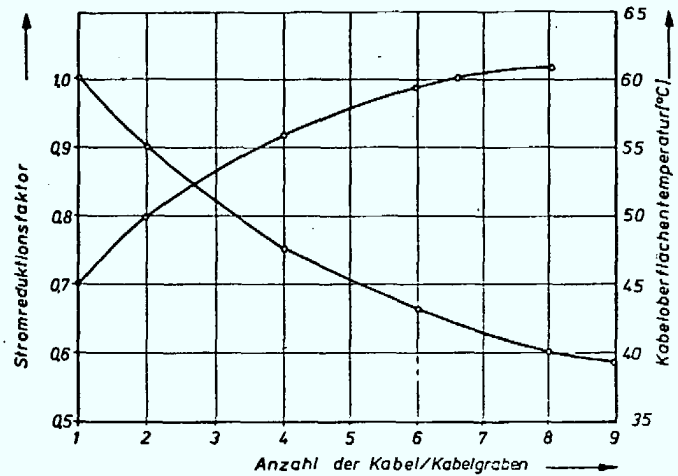


Abb. 86: DIE LEISTUNGSMINDERUNG BEI PARALLELLEGEN VON KABELN

Im Niederdruckbereich gilt die raumbeständige Fortleitung

$$\Delta P = \lambda \frac{1}{d} \frac{w^2 \gamma}{2g}$$

ΔP	zulässige Druckdifferenz
λ	Rohrreibungszahl
l	Leitungslänge
d	Durchmesser
γ	Wichte
w	Geschwindigkeit

Dabei stellt $\lambda \frac{1}{d}$ die gesamte Widerstandszahl von der Einspeisung bis zum letzten Anschluß dar. Dieser Widerstand bleibt bei einer Erhöhung des Einspeisedruckes und des damit höheren zulässigen Druckabfalles unverändert, während sich $w^2 \gamma$ erhöht.

Ein Vergleich der Geschwindigkeiten bei Niederdruck und bei erhöhtem Druck ist nur möglich, wenn man auf gleichen Zustand (0 °C, 760 mb) bezieht. Da die Temperatur unverändert bleibt, erhält man unter Einführung einer Konstanten C

$$\Delta P = C w_o^2 \gamma_o \frac{P_o}{P}$$

Bei erhöhtem Druck lautet die Beziehung entsprechend:

$$\Delta P' = C w_o'^2 \gamma_o \frac{P_o}{P'}$$

Das Verhältnis der Geschwindigkeiten folgt aus der Division der Gleichungen

$$w_o' = \sqrt{\frac{\Delta P'}{\Delta P}} \sqrt{\frac{P'}{P}} w_o$$

Bei den bisher üblichen Leitungsdrücken von rund 1 bar ist eine zulässige Druckdifferenz von 20 mb erlaubt. Wird ein höherer Druckabfall bei gleichem Abnehmerdruck zugelassen, muß der Einspeisedruck erhöht werden. Wird beispielsweise ein Druckabfall von $P' = 50$ mb zugelassen, dann steht das Rohrnetz unter einem mittleren Druck von

$$P'_1 = \frac{100+50}{2} = 75 \text{ mb} \longrightarrow P' = 1,075 \text{ bar.}$$

Es ist dann

$$w_o' = \sqrt{\frac{500}{20}} \sqrt{\frac{1,075}{1}} w_o = 5,2 w_o$$

Danach kann das Leitungsnetz bei einer Druckerhöhung von 75 mbar (mittlerer Druck) mit einem 5,2-fachen Durchfluß beaufschlagt werden.

Die Leistungsfähigkeit eines Gasnetzes hängt sehr stark vom Druck ab und ist von daher ohne großen Aufwand in der Kapazität zu erhöhen.

4.4.4 Die Trassenbreiten

Das Heranführen der elektrischen Energie in Form von Hochleistungsübertragung wird in hochverdichteten Räumen zunehmend problematischer.

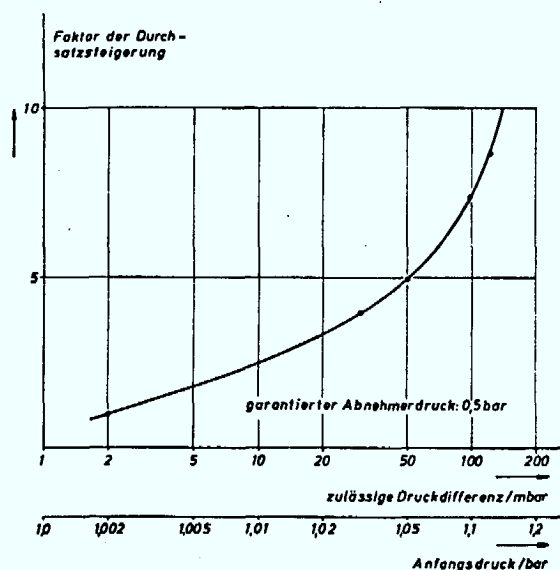


Abb. 87: DURCHSATZSTEIGERUNG DURCH DRUCKERHÖHUNG INNERHALB DES NIEDERDRUCKBEREICHES

In Ballungsgebieten verdoppelt sich der Energieverbrauch alle 6 Jahre, d.h. er steigt um 80 % stärker an als die mittlere Zunahme. Die 24 Verdichtungsräume verbrauchen heute schon 50 % des Stromaufkommens auf 6,4 % der Gesamtfläche. Das bedeutet eine 10-fache Energiedichte im Vergleich zu anderen Gebieten.

Nach einer Unipede-Erhebung gelten für europäische Großstädte die in Tab. 49 zusammengestellten Lastdichten.

	1970	1985 - 1990
mittlere Lastdichte MW/km ²	2	8
maximale Lastdichte MW/km ²	50 - 400	70 - 500

TABELLE 49
ELEKTRISCHE LEISTUNGSDICHTE (STÄDTE)
- LÄNDERDURCHSCHNITT -

In Zukunft werden aufgrund der wachsenden Lastdichten immer mehr Hochspannungsübertragungen quer durch die Ballungszentren geführt werden müssen.

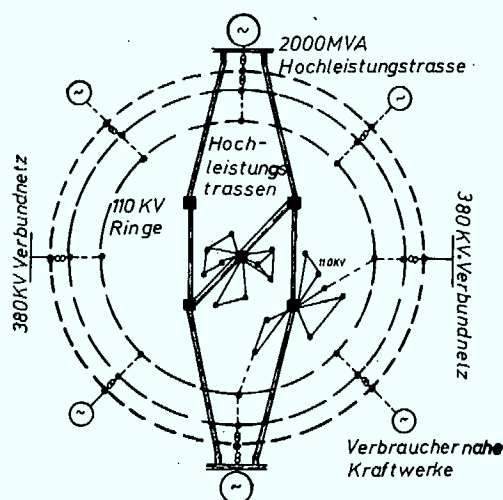
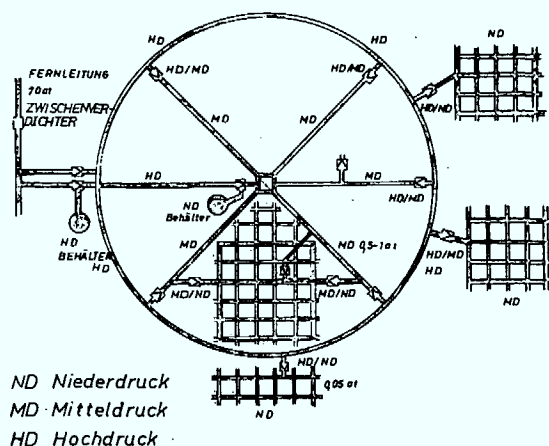


ABB. 88: Energieversorgung von Verdichtungsräumen durch Strom und Gas

Die Abbildungen zeigen Beispiele für eine mögliche Versorgung von Verdichtungsräumen mit Gas und Strom. Während bei der Elektrizitätsversorgung die Verteilung auf mehreren Spannungsebenen durchgeführt werden muß, genügt bei Gasen eine Flächenverteilung über ein einfaches Mitteldrucknetz (1 - 2 bar); die Kleinverteilung erfolgt über ein vermaschtes Niederdrucknetz.

Aufgrund der dichten Bebauung ist die elektrische Übertragung durch Freileitungssysteme nicht möglich. Die Versorgung dieser Gebiete erfolgt über Kabel, die zur Abführung ihrer Verlustleistungen, wie eben näher ausgeführt, bestimmte Böden erfordern. Damit der Boden auf die Dauer nicht austrocknet, wird in einem Bereich um das Kabel eine ungestörte Zone benötigt, die so groß bemessen sein muß, daß die Wärme ständig abgeführt werden kann.

Für einige Kabelsorten sind die spezifischen Trassenbreiten angegeben.

Kabelart	Leistung	spez. Trassenbreite
Einleiter Ölkabel		
110 kV	100 MVA	8 m/GVA
380 kV	400 MVA	4 m/GVA
380 kV gekühlt	600 MVA	2 m/GVA
400 kV SF 6		1 m/GVA

Die konventionelle Kabeltechnik wird bei weiter zunehmender Leistungsdichte nicht mehr in der Lage sein, die verlangten Leistungen zu transportieren. Be-

sonders in stark bebauten Gebieten fehlt es dem Boden an natürlicher Feuchtigkeit, so daß ein hoher Wärmewiderstand (100°C/cm W) zu erwarten ist. Bei schwankender Last hatte der Boden bisher immer die Möglichkeit, sich zumindest über Nacht zu regenerieren. Infolge des Dauerbetriebes durch Nachtspeicherheizungen fehlt diese Regenerierungszeit, so daß über längere Zeit der Boden austrocknet und das Kabel mit reduzierter Leistung betrieben werden muß.

TABELLE 50
TRASSENBREITEN FÜR ELEKTRISCHE KABEL /143/

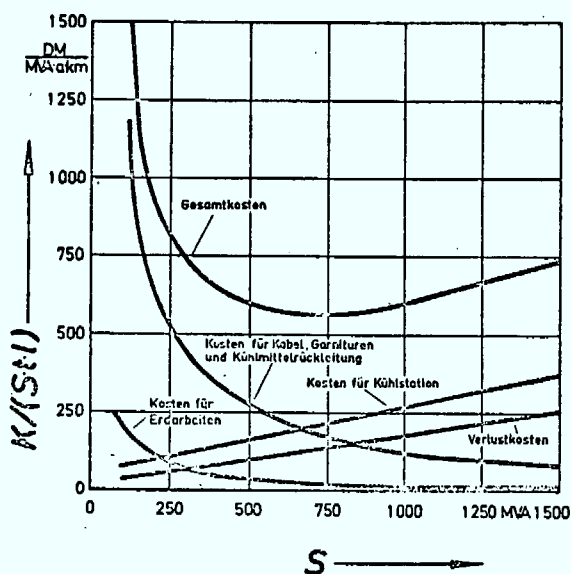


Abb. 89 /89/: Zusammensetzung der bezogenen Kosten eines 110 kV-Dreileiter-Kryokabels in Abhängigkeit von der Übertragungsleistung. Leiterquerschnitt 2000mm^2 , verseilter Al-Segmenteileiter Kabellaußendurchmesser 413mm

Der Übergang zu zwangsgekühlten Kabelsystemen ist dann zumindest auf Teilstrecken unumgänglich.

Das Tieftemperaturkabel wird über Flüssigstickstoff gekühlt. Entsprechend der übertragenen Leistung und dem hydraulischen Durchmesser des Kühlmittelführungsrohres müssen in bestimmten Abständen Rückkühlanlagen gebaut werden, um die an das Kühlmittel abgegebene Verlustwärme abzuführen. Für eine Übertragungsleistung von 1000 MVA ist bei kleinstem Rohr-

durchmesser ein Abstand von 2,5 km, bei größeren Rohrdurchmessern von 12,5 km erforderlich /89/.

Neben der einfachen Handhabung eines Gas-systems gegenüber einer anspruchsvollen Technik sind die Übertragungskosten bei Gas erheblich geringer.

4.5 Fernwärme

In hochverdichteten Gebieten ist es aus Umwelt- und Kostengründen sinnvoll, statt Haussammelheizungen Heizzentralen zu errichten. Nach bisherigen Prognosen /137/ ist eine Steigerung des Fernwärmeanteils

an der Raumheizung auf 15 % im Jahre 2000 für den Bereich der privaten Haus-

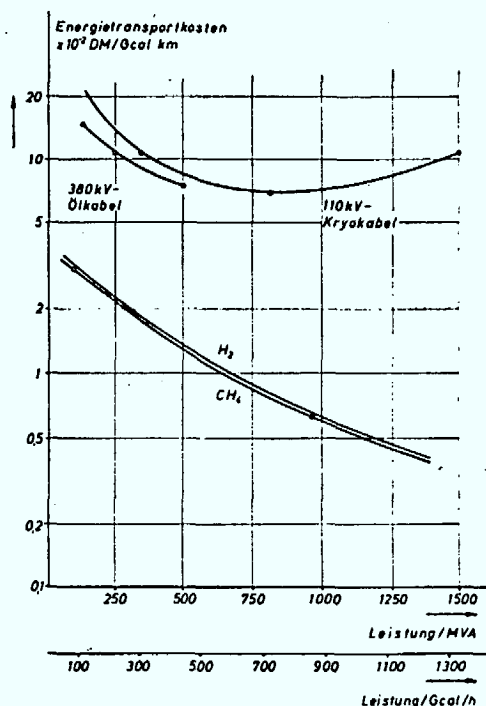


Abb. 90: VERGLEICH DER TRANSPORTKOSTEN OHNE ARMATUREN UND ENDVERSCHLÜSSE

halte möglich. Der Anteil der Gewerbebetriebe ist dabei nicht erfaßt. Legt man den gleichen Prozentsatz für diese Verbrauchergruppe zugrunde, dann ergibt sich für 1980 ein Potential von 10,5 und 1990 von $25 \cdot 10^6$ tsKE.

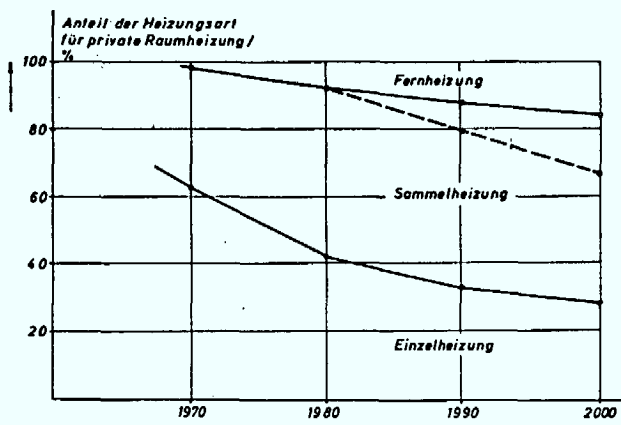


Abb. 91: DIE ZUKÜNFTIGE ZUSAMMENSETZUNG DER HEIZUNGSARTEN

zentralen zu verbrennen, da eine Kleinverteilung beider Gase nicht sinnvoll erscheint.

Im Rahmen einer Wasserstofftechnologie wäre es denkbar, Wasserstoff und Sauerstoff in derartigen Heiz-

Einerseits erhöhen sich die Verteilungskosten aufgrund der doppelten Rohrleitungen bei Verlegung innerhalb des gleichen Grabens um ca. 40 %, andererseits wird kein Gewinn durch eventuell sauberere Abgase erzielt. Kleinvolumige Flammen wie z.B. die Flamme einer Gasheizung entwickeln nicht die theoretisch mögliche Verbrennungstemperatur. Sie bleiben in Temperaturbereichen um 1600 °K, bei denen eine Radikalenbildung von Luft-Stickstoff und Sauerstoff prak-

tisch noch nicht auftritt. Es bilden sich daher fast keine Stickoxyde, so daß auch eine Wasserstoffverbrennung mit Luft ein sauberes Abgas produziert. Darüber hinaus vermeiden katalytische Brenner durch ihre extrem niedrigen Temperaturen jede Form von Stickoxydbildung. Erst großvolumige Flammen, wie sie in Großfeuerungen von Heizzentralen zu finden sind, entwickeln Flammentemperaturen oberhalb von 2000 °K, die eine Stickoxydbildung möglich machen. Aus diesem Grund ist hier ein Einsatzbereich für Sauerstoff denkbar.

Quelle	NO _x -Gehalt im Abgas ppm
Bunsenbrenner	20
Gebälsebrenner	50
Gasheizung	40 - 130
Gaskraftwerk	500 - 3600
Ölheizung	50 - 700
Öl-Kraftwerk	700 - 2500
Otto-Motoren	10 - 4000
Diesel-Motoren	5 - 2000
Düsentriebwerke	100 - 350
Hausbrandofen	1 - 4
Kohlekraftwerk	300 - 4000
Zigarettenrauch	150 - 250

Tabelle 51

STICKOXID-EMISSION
VERSCHIEDENER VERBRENNUNGSANLAGEN

4.5.1 Vergleich von dezentralen und zentralen Heizanlagen

Da Gasverteilungskosten für Erdgas nur wenig unter denen der Wasserstoffverteilungskosten liegen, wird auf die Erfahrung der Erdgasverteilung zurückgegriffen, um die Kosten der dezentralen Wärmeerzeugung (Hausanlagen) und Heizwerken miteinander vergleichen zu können.

Die Wirtschaftlichkeit der Wärmebereitstellung wird unabhängig von der Brennstoffart von vielen Faktoren beeinflusst:

- Bebauungart des Gebietes,
- Wärmedichte des Gebietes,
- Größe des Gebietes,
- Strukturierung des Gebietes.

Der Vorteil der Fernwärme liegt in der höheren Benutzungsstundenzahl. Während Hauszentralheizungen je nach Größe 1400 bis 1500 Vollaststunden erreichen, liegen Heizzentralen zwischen 1850 und 2000 Vollaststunden. Die Anlagen- und Brennstoffkosten sind aus Tab. 52 zu entnehmen. Der Vorteil von Großanlagen liegt in den hohen Degressionen der spezifischen Anlagekosten.

Im Bereich der betrachteten Anlagegrößen sinken die spezifischen Anlagekosten um 80 %. Hierin sind der maschinentechnische Teil, der bauliche Teil sowie Rauchgasabführung und die Belüftung enthalten. Das hauseigene Wärmeverteil-

Heizleistung der Anlage	kcal/h	20.000	50.000	150.000	500.000	1,5 · 10 ⁶	5 · 10 ⁶
Kessel und Brenner	DM	2.100	3.900	11.000	34.000	72.000	138.000
Installationen, Energieanschluss, Rauchgasabfuhr	DM	1.500	3.000	4.000	11.000	48.000	217.000
Bauteil Rauchgasabführung	DM	2.900	5.900	11.000	32.000	83.000	250.000
JAHRESKOSTEN	DM	6.500	12.800	26.000	77.000	203.000	605.000
Maschinenteil	DM/a	446	855	1.860	5.580	14.900	44.000
Kapitalkosten 9,4 %/a							
Instandhaltung 2,5 %/a							
Sonstiges 0,5 %/a							
Bauteil	DM/a	267	487	1.010	2.940	7.720	23.000
Kapitalkosten 8,2 %/a							
Instandhaltung 0,5 %/a							
Sonstiges 0,5 %/a							
FESTE JAHRESKOSTEN	DM/a	713	1.342	2.870	8.520	22.620	67.000
Brennstoffkosten	DM/Gcal	21	21	21	21	20	19
Jahresnutzwärmemenge	Gcal/a	28	71	210	710	2.160	7.300
Durchschnittl. Wirkungsgrad	%	73	73	73,5	74	75	76
Brennstoffkosten	DM/a	805	2.042	6.000	20.148	57.600	187.500
Strom und Wasser	DM/a	36	92	273	923	2.910	9.750
Personalkosten	DM/a	80	200	1.000	2.000	3.000	10.000
FESTE JAHRESKOSTEN	DM/a	713	1.342	2.870	8.520	22.620	67.000
JAHRESGESAMTKOSTEN	DM/a	29	1.634	4.143	11.3	28.530	86.750
WÄRMESKOSTEN	DM/Gcal	59,35	51,77	49,3	44,49	39,87	36,56

KOSTEN DER HEIZWÄRME VON HAUSZENTRALEN (DEZENTRALE WÄRMERZERGUNG)

Heizleistung der Anlage	Gcal/h	20	30	50	100
Baukosten	DM				
Maschinenteil	DM	1.260.000	1.650.000	2.950.000	5.550.000
Bauteil	DM	780.000	1.100.000	1.600.000	2.700.000
GESAMTBBAUKOSTEN	DM	2.040.000	2.780.000	4.550.000	8.250.000
Feste Kosten					
Maschinenteil: Kapitalkosten 9,4 %/a					
Instandhaltung 2,5 %/a					
Sonstiges 1,0 %/a					
Bauteil	DM/a	162.500	216.800	380.500	717.500
Instandhaltung 0,5 %/a	DM/a	75.600	108.700	185.200	262.000
Sonstiges 0,5 %/a	DM/a	238.100	323.500	535.700	977.500
SUMME DER FESTEN KOSTEN					
Brennstoffkosten	DM/Gcal	16	16	16	15
Jahreskosten	DM/a	726.000	1.094.634	1.860.571	3.506.250
Wirkungsgrad	%	0,8	0,82	0,84	0,88
Strom und Wasser	DM/a	79.800	123.500	215.000	453.000
Personalkosten	DM/a	80.000	100.000	100.000	120.000
SUMME DER VARIABLEN KOSTEN	DM/a	775.800	1.163.500	1.925.000	3.878.000
JAHRESGESAMTKOSTEN	DM/a	1.013.900	1.487.000	2.460.700	4.855.500
JAHRESNUTZWÄRME	Gcal/a	33.000	51.000	88.800	187.000
WÄRMESKOSTEN OHNE VERTEILUNG	DM/Gcal	35,05	32,18	30,3	27,04

KOSTEN DER HEIZWÄRME VON HEIZWERKEN (ZENTRALE WÄRMERZERGUNG)

TABELLE 52

lungssystem ist sowohl bei Fernwärmebezug als auch bei Eigenerzeugung vorhanden und bleibt daher bei der vergleichenden Kostenermittlung unberücksichtigt.

Aus dem Verlauf der Anlagekosten ist zu erkennen, daß unter Umständen große Hauszentralen günstiger sein können, da die Kostendegression ab einer

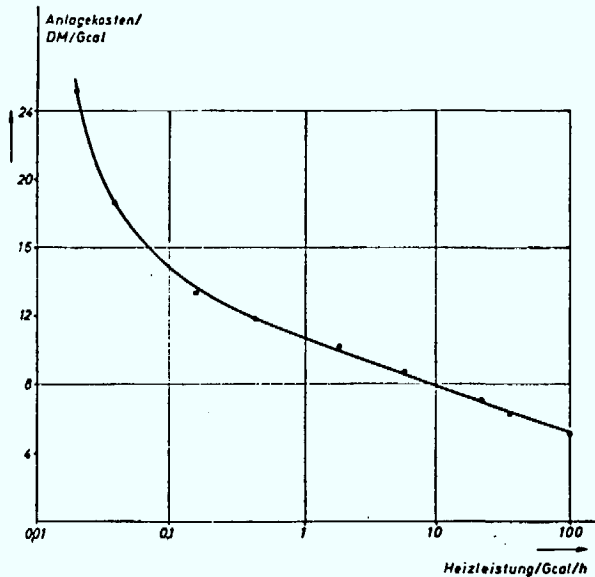


Abb. 92: ANLAGEKOSTEN BEI HEIZANLAGEN

bestimmten Heizleistung abflacht.

Dies kann jedoch nur im Zusammenhang mit dem Fernwärmeverteilernetz beantwortet werden. Die benötigte Heizleistung wächst unterproportional mit der Anschlußleistung, da der Gleichzeitigkeitsfaktor stark anwächst. Bei Gebieten mit 100 Gcal/h km^2 Heizleistung legt man einen Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,75 zugrunde, d.h. daß 25 % mehr Heizeinheiten bei gleicher Anschlußleistung versorgt werden können.

4.5.2 Die Wärmeverteilungskosten

Der Zusammenhang zwischen Wärmebedarfsdichte und der Bebauungsdichte ist in etwa linear, wobei die Geschöszahl als Parameter eingeht. Als Beispiel sei der spezifische Wärmebedarf von drei Stadtzentren genannt:

Stuttgart	70 Gcal/h km^2
Bielefeld	50 Gcal/h km^2
Würzburg	70 Gcal/h km^2

Da der spezifische Wärmehalt von heißem Wasser (130°C , 133 kcal/kg) um den Faktor 20 höher liegt als z.B. der von Methangas, können trotz niedrigerer Fließgeschwindigkeit größere Wärmemengen bei gleichem Rohrquerschnitt transportiert werden. Für normale Fließgeschwindigkeiten innerhalb einer Ortsverteilung, Wasser $2,5 \text{ m/sec}$, Methangas 8 m/sec , ergibt sich ein Wärmetransportverhältnis von $1 : 2,96$. Die transportierte Wärme kann nicht vollständig ge-

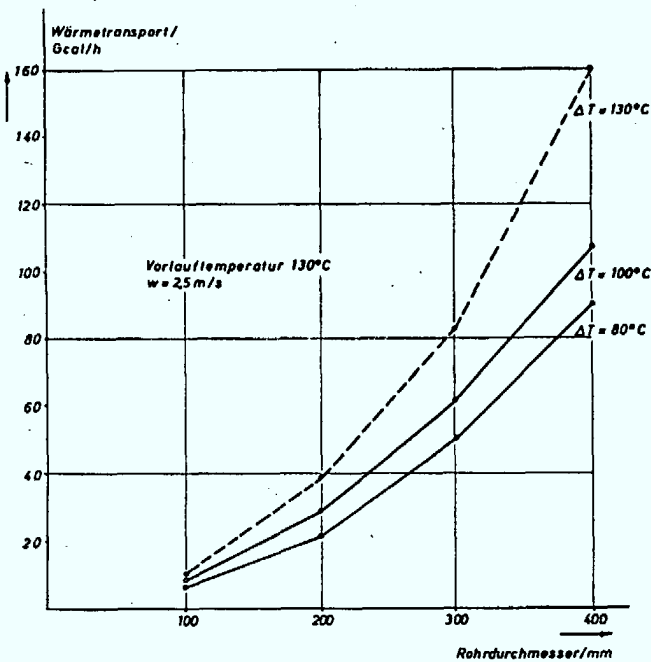


Abb. 93: Die transportierte Wärme als Funktion der Temperaturspannung

nutzt werden. Die Wärmeabgabe erfolgt im Bereich der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf (Temperaturspannung). Dieser Wert muß für jede Anlage optimiert werden.

Die Verluste einer gesamten Anlage werden mit 6 bis 10 % angegeben /144/. Gute Isolationen lassen heute Verlustleistungen von 100 W/m^2 zu. Für ein Rohr von 300 mm Durchmesser bedeutet das lediglich einen Verlust von 0,3 %/km.

Die Baukosten für eine Doppelleitung für unterschiedliche Bauausführungen in Abhängigkeit von der Rohrweite differieren stark (Abb. 94).

Die Baukosten für eine kanalverlegte Fernheizleitung sind erheblich höher als für ein einfaches Gasrohr /140/. Ein Kostenvergleich muß alternativ die Summe aller Hausanlagen einschließlich dem anteiligen Gasversorgungsnetz mit den Kosten der Heizzentrale und dem Fernwärmenetz vergleichen. Hierzu soll wiederum die im vorigen Kapitel behandelte Modellsiedlung herangezogen werden.

Mit den der Rechnung zugrunde liegenden Kostenangaben zeigt sich, daß ein Heizwerk ab 40 Gcal/h km^2 gegenüber einer dezentralen Versorgung wirtschaftlich konkurrenzfähig sein kann. Hierbei liegt als berechnete Annahme

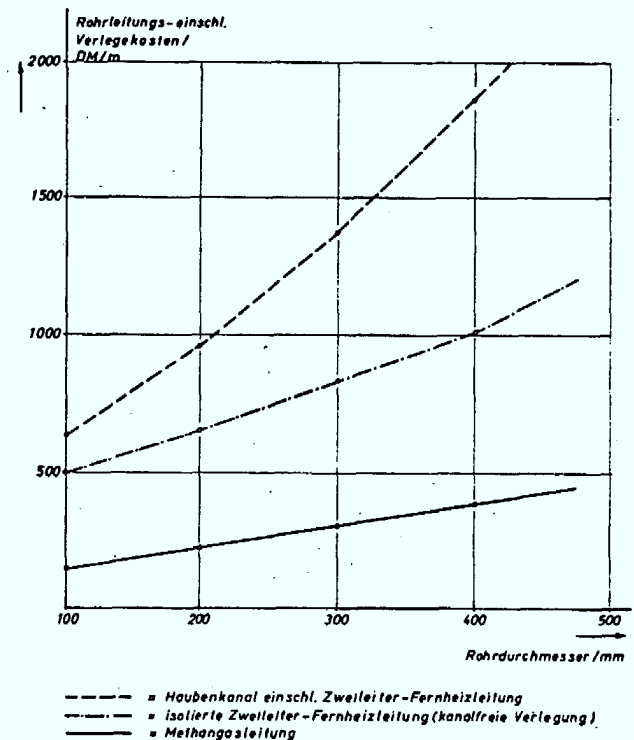
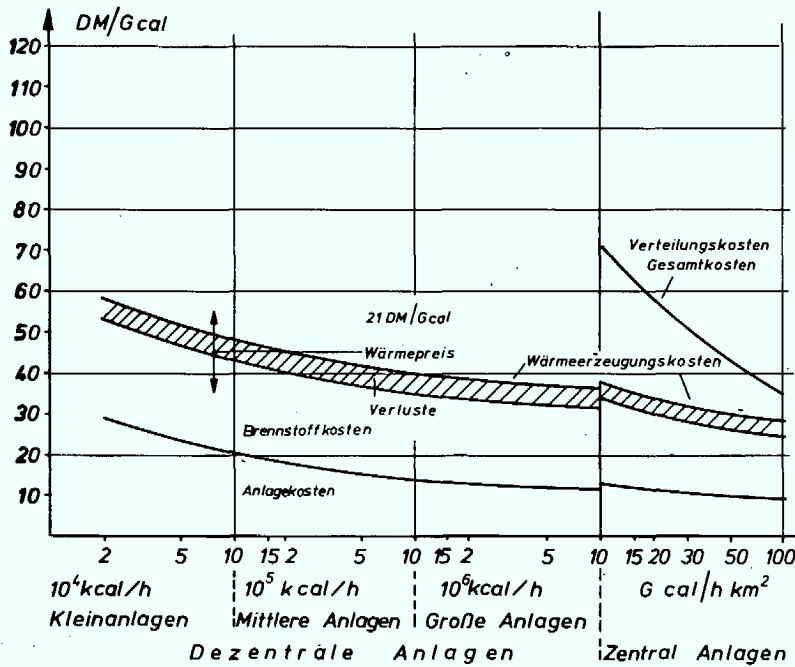


Abb. 94: Rohrleitungskosten einschließlich Verlegekosten bei Fernwärmanlagen



me zugrunde, daß ein Heizwerk als Großabnehmer mit einem um 25 % gegenüber Kleinabnehmern günstigeren Brennstoffpreis kalkulieren kann.

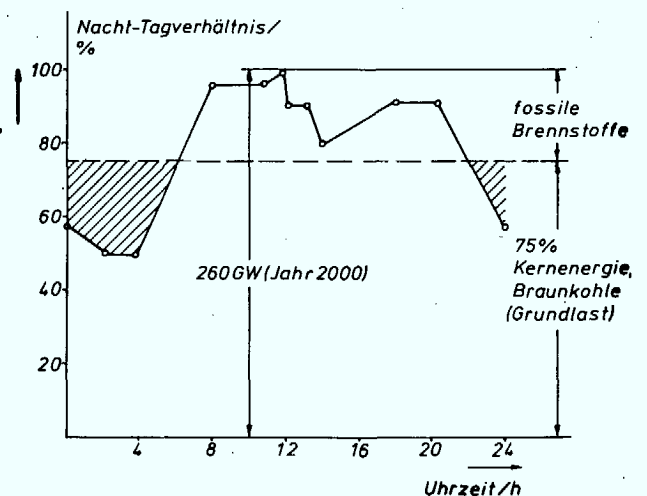
Zusammenfassend ergibt sich, daß folgende Grenzen der Wirtschaftlichkeit innerhalb des Verteilungsbereiches für leitungsgebundene Endenergien zu erkennen sind:

5 MW/km ²	Elektrizität
5 - 40 MW/km ²	Gasversorgung
40 MW/km ²	Fernwärme

4.6 Wasserstoff zur Stromerzeugung

Die Prognose zur Entwicklung der Stromerzeugung zeigt, daß gegen Ende des Jahrhunderts 85 % der elektrischen Energie auf Kernenergiebasis erzeugt wird (Abb.3).

Die zu erwartende Spitzen- und Mittelast (Abb. 95) von 65 GW (das Doppelte der Gesamtleistung 1970) muß durch Kraftwerke abgedeckt werden, die bei geringer Benutzungsstundenzahl wirtschaftlich arbeiten und in der Lage sind, dem schnellen Lastwechsel zu folgen. Diese Bedingungen erfüllen Gasturbinenanlagen aufgrund ihrer niedrigen Anlagekosten. Der wesentliche Vorteil gegenüber Speichern und Pumpspeichern besteht in der



Möglichkeit, Gasturbinenblöcke verbraucher-
nah zuzubauen, so daß in Starklast-
zeiten die übergeordneten Verteilernetze
nicht zusätzlich belastet werden. Gastur-
binenanlagekosten liegen derzeit bei
450 DM/kW bei einer Anlagengröße von
50 MW. Die Wirtschaftlichkeit dieser An-
lagen liegt in einem Nutzungsbereich
bis zu 2000 h/a, wie der formale Ver-
gleich mit Grundlasteinheiten zeigt
(Abb. 96),

Heutige Lastgradienten liegen in Spit-
zenzeiten bei 40 MW/min. Einfache ein-
wellige Gasturbinen können in 5 Minu-
ten von Stillstand auf Vollast und in
45 Sekunden von Mindestlast auf Vollast
gebracht werden.

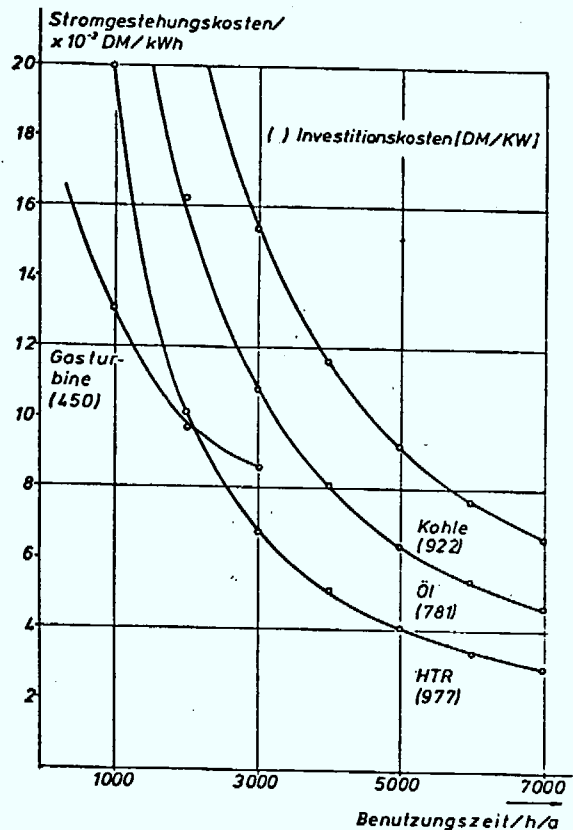


Abb. 96: STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Es sind entsprechend dem anlagentechnischen Aufwand zwei Anlagearten möglich:

- (1) die einfache Gasturbine
(Verbrennung von Wasserstoff mit Luft),
- (2) die Dampfturbine
(Verbrennung von Wasserstoff und Sauerstoff).

Das Problem der Stickoxydbildung tritt in Beispiel 1 durch die Begrenzung
der Flammentemperatur auf die erlaubte Schaufeleintrittstemperatur nicht auf.

4.6.1 Der einfache Gasturbinenprozeß

Abb. 97 zeigt die Prozeßführung häufig
verwendeter Anlagen mit direktangetrie-
benem Verdichter. Bei diesen Gasturbi-
nen werden heute Leistungen bis zu
100 MW in einwelliger Anordnung erreicht.
Der Wirkungsgrad wird durch Nutzung der
Abgaswärme zur Luftvorwärmung verbes-

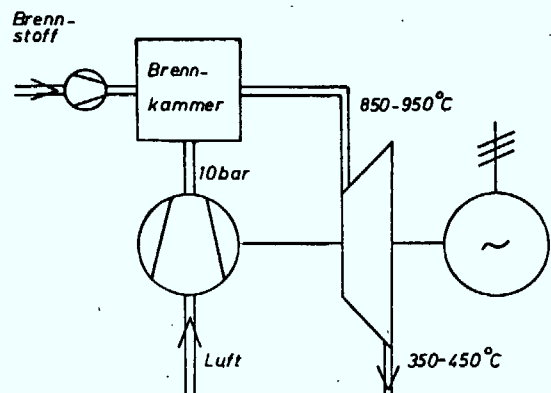


Abb. 97: AUFBAU EINER EINWELIGEN GASTURBINE

sert ($\varphi = 25$ bis 32%). Die derzeitig mögliche Schaufeleintrittstemperatur liegt aus materialtechnischen Gründen für ungekühlte Schaufeln bei 850°C .

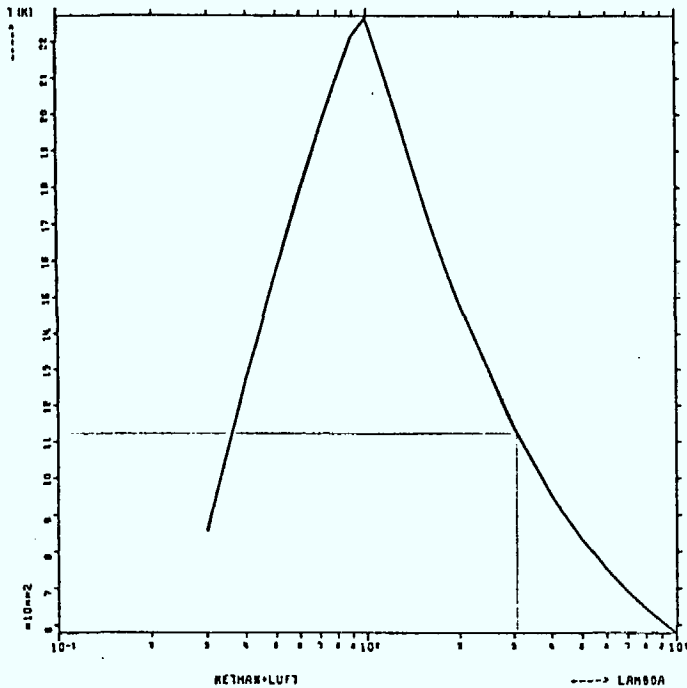


ABB. 98: VERBRENNUNGSTEMPERATUR (CH_4)
IN ABHÄNGIGKEIT DER STÖCHIOMETRIE

Bei Einsatz von Methan wird ein dreifacher Luftüberschuß bei der Verbrennung benötigt, um die zulässige Schaufeltemperatur nicht zu überschreiten.

Bei Wasserstoffeinsatz erhöht sich bei gleicher angenommener Brennkammertemperatur der benötigte Luftüberschuß auf das 3,5-fache. Bei der Betrachtung der chemischen Reaktionen kann die Dissoziation von Luftsauerstoff und Stickstoff vernachlässigt werden, da durch die Temperaturbegrenzung eine Radikalenbildung nicht erfolgen kann.

Für den Umsatz eines Heizwert-äquivalentes Methan ($H_u = 8550 \text{ kcal/Nm}^3$) gilt für die Verbrennung von Methan bzw. Wasserstoff mit Luft:

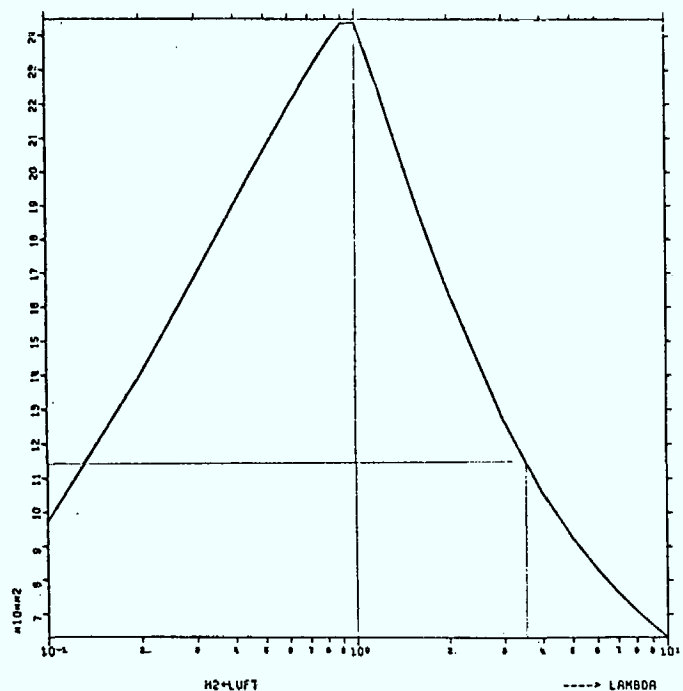
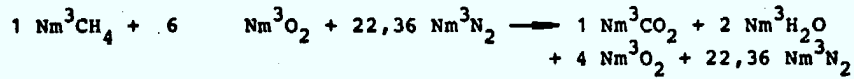
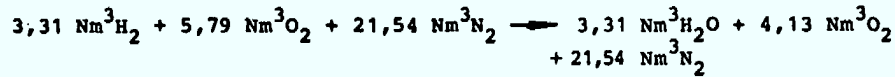


ABB. 99: VERBRENNUNGSTEMPERATUR
IN ABHÄNGIGKEIT DER STÖCHIOMETRIE (H_2)

CH₄: dreifacher Luftüberschuß



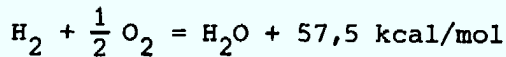
H₂: dreieinhalbfacher Luftüberschuß



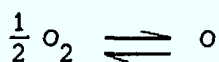
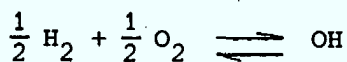
Der Einsatz von Wasserstoff bietet geringe Vorteile, da bei gleicher Brennkammertemperatur für ein Heizwertäquivalent bei Methanverbrennung 3,7 % mehr Luft benötigt wird, die zusätzlich verdichtet werden muß.

4.6.2 Die Wasserstoff-Sauerstoff-Turbine

Die stöchiometrische Verbrennung von Wasserstoff mit Sauerstoff liefert Wasser als Verbrennungsprodukt:



Wegen der Aufspaltung in Radikale besteht der erzeugte Wasserdampf nicht nur aus H₂O, sondern es bilden sich in Abhängigkeit von Temperatur und Druck die Produkte OH und O:



Die Dissoziation ist ein endothermer Vorgang, der mit steigender Temperatur zunimmt. Steigende Drücke verhindern ein weiteres Aufspalten der Moleküle, so daß ein Anwachsen der Temperatur durch hohe Drücke gefördert wird (Abb. 100).

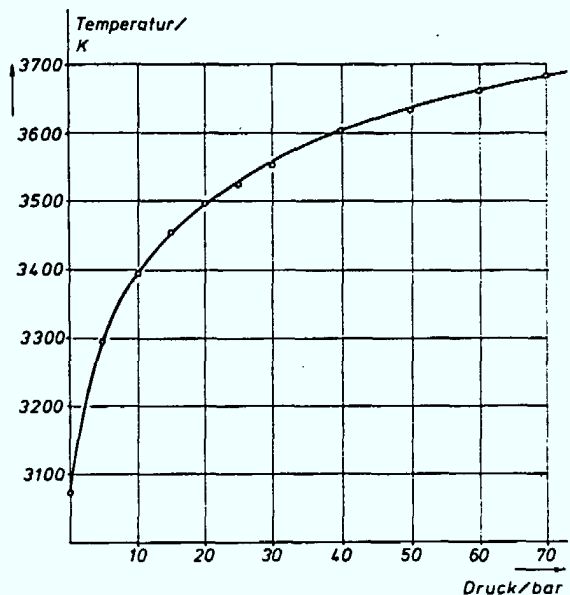


Abb. 100: Die Temperatur einer H₂-O₂-Verbrennung als Funktion des Druckes

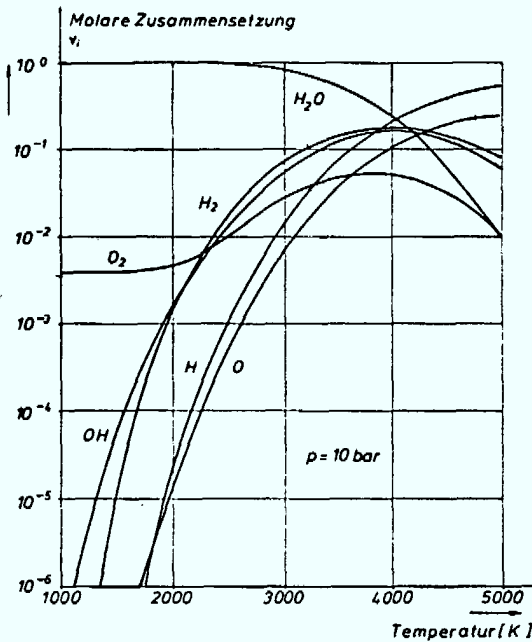


Abb. 101: Die molare Zusammensetzung eines H_2-O_2 -Brenngases /146/

Die molare Zusammensetzung von Wasserdampf für einen Druck von 10 bar zeigt Abb. 101 /146/.

$$H_{\text{Diss}} = \frac{\dot{m}_B \cdot H_u}{\dot{m}_{\text{gas}}} - q_R$$

$$H_{\text{Diss}} = f(T, p)$$

H : Enthalpie kJ/mol
 $\dot{m}_B$: Massenfluß des Brennstoffs
 H_u : unterer Heizwert
 q_R : Dissoziationswärme

4.6.2.1 Die Hot-Shot-Turbine

Die Verbrennungstemperaturen von Wasserstoff mit Sauerstoff liegen um etwa 1000 °K höher als bei entsprechender Verbrennung mit Luft (Abb. 102). Im Unterschied zur Luftverbrennung fällt als Brenngas reiner hochgespannter Wasserdampf an, dessen Temperatur druck- und stöchiometrieabhängig ist.

Zur hinreichenden Temperaturabsenkung wäre es notwendig, den Prozeß mit Sauerstoffüberschüssen bis zu einem 10-fachen des stöchiometrischen Bedarfs zu betreiben. Da Sauerstoff, erzeugt als Koppelprodukt bei der Wasserspaltung, zumindest mit Transportkosten belastet wird, ist eine solche Lösung wenig wirtschaftlich.

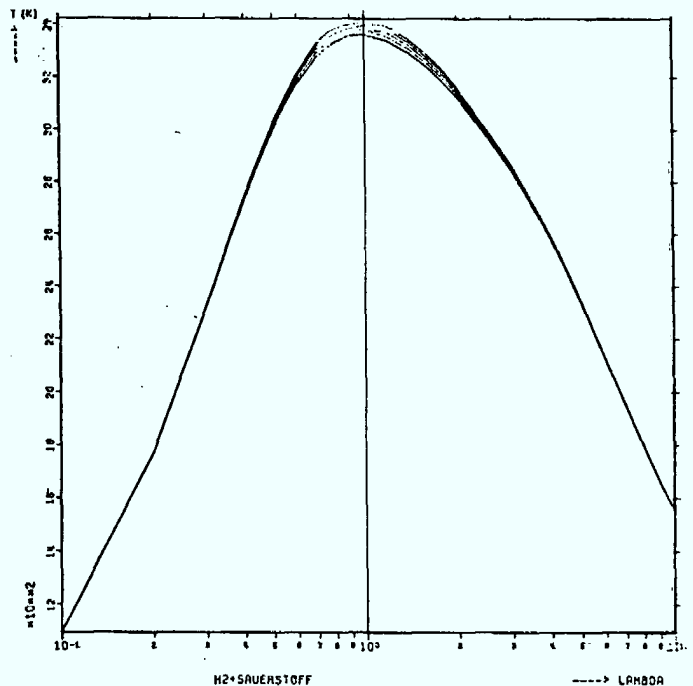
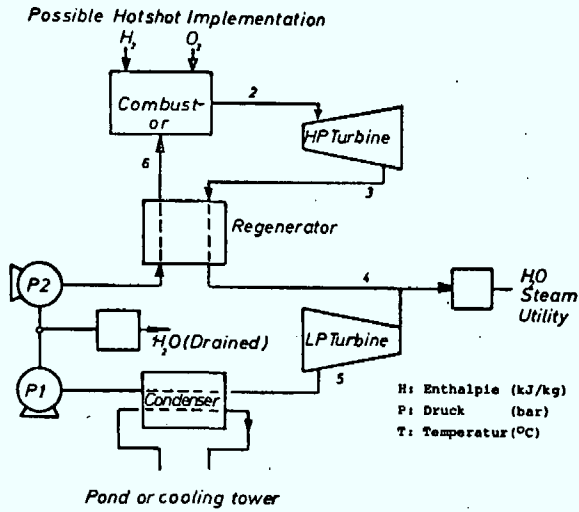


Abb. 102: Verbrennungstemperatur $H_2 - O_2$ in Abhängigkeit der Stöchiometrie /145/

Einem amerikanischen Verfahrensvorschlag zufolge besteht theoretisch die Möglichkeit, bei entsprechender Schaufelkühlung und Materialbeschaffenheit Temperaturen von 1650°C ($\text{H}_2\text{O}_\text{D}$) bei 70 bar Kammerdruck zu verarbeiten /147/.



- Pond or cooling tower
- (1) 1 kg Brenngas A $11,2 \text{ Nm}^3 \text{H}_2 + 5,6 \text{ Nm}^3 \text{O}_2$
H: 15.453; P: 70; T: 2400
 - (2) H: 6.253; P: 70; T: 1650
 - (3) H: 4.035; P: 10; T: 900
 - (4) H: 3.583; P: 8; T: 530
 - (5) H: 2.466; P: 0,05; T: 52
 - (6) Einspritzung 1,9 kg H_2O /kg Brenngas
H: 1.228; P: 70; T: 260

Abb. 103: WASSERSTOFF-SAUERSTOFF-TURBINE

Das erzeugte Brenngas $\text{H}_2\text{O}_\text{D}$ wird durch Wassereinspritzung auf die Temperatur 1650°C abgekühlt.

Die Anlage besteht aus getrenntem Hoch- und Niedertemperaturteil. Es wirkt sich energetisch günstig aus, wenn ein Teil der Wärme zwischen Hoch- und Niederdruckteil zur regenerativen Einspritzwasservorwärmung abgezweigt wird.

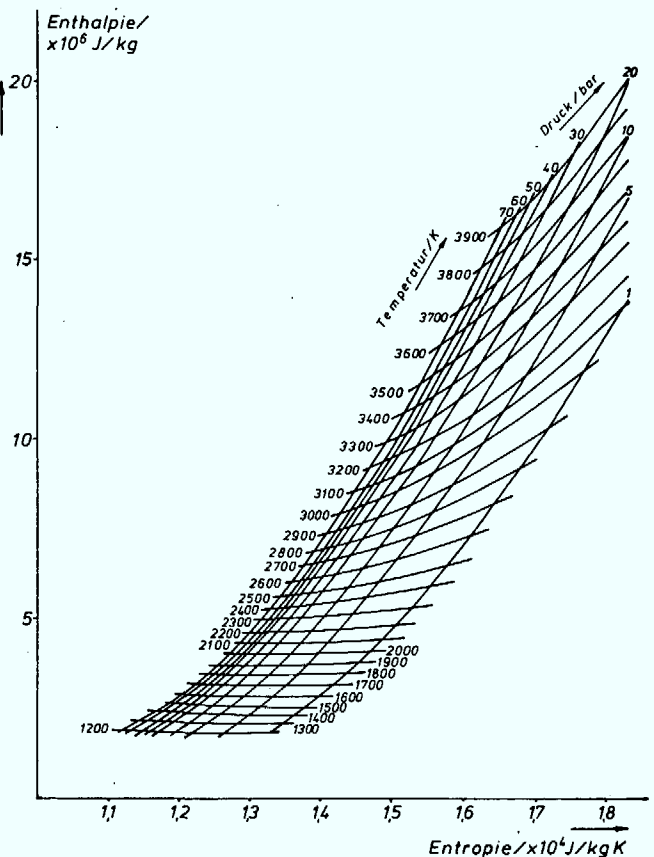
Es wird zur Berechnung angenommen, daß das Brenngas und der Oxidator nach einer Zwischenverdichtung von 1/1,36 von ca. 50 bar Pipelinedruck bei 70 bar zur Verfügung steht.

Für einen Druck von 70 bar ergibt sich nach Abb. 102 eine Brenngastemperatur von 3680°K .

Aus dem Enthalpie-Entropie-Diagramm für hohe Wasserdampftemperaturen (errechnet nach Rechenprogrammen /145/) läßt sich die benötigte Wassermenge errechnen, die zur Einspritzung notwendig ist:

$$\dot{m}_\text{B} H_\text{B} + \dot{m}_\text{W} H_\text{W} = (\dot{m}_\text{B} + \dot{m}_\text{W}) H_\text{u}$$

- $\dot{m}_\text{B}$ Massenfluß des Brenngases
- $\dot{m}_\text{W}$ Massenfluß des Einspritzwassers
- H_B Enthalpie des Brenngases
- H_W Enthalpie des Einspritzwassers
- H_u Enthalpie des abgekühlten Brenngases



Zur Senkung der Temperatur werden pro kg Verbrennungsprodukt 1,92 kg Einspritzwasser benötigt, wenn bei 70 at und 300 °C eingespritzt wird.

In Abb. 103 sind die Prozeßparameter eingetragen. Die Anlage ist so ausgelegt, daß die "LOW-POWER"-Turbine im konventionellen materialmäßig beherrschbaren Bereich liegt. Die Hochdruckturbine erbringt 64 % der abgegebenen Leistung, die Niederdruckturbine 36 %.

Die mechanische Trennung von Hoch- und Niederdruckteil erlaubt mehrere Betriebsweisen:

- (1) Spitzenlasteinsatz bei ausschließlicher Benutzung der H-P-Turbine (500 h/a).
Der Wirkungsgrad beträgt 34 %.
- (2) Spitzen-bis Mittellasteinsatz mit Nutzung der Abwärme (bis 2000 h/a).
Der Wirkungsgrad beträgt je nach Temperaturspreizung der Fernwärme bis zu 80 %.
- (3) Spitzen-bis Mittellasteinsatz bei möglichem Schnellstart der H-P-Turbine und späterem Zuschalten der Niederdruckturbine (bis 2500 h/a).
Der Wirkungsgrad der Anlage beträgt dann bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff 60,9 % und auf den oberen 54 %.

Eine Leistung von 100 MW erfordert $61.700 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$ und $30.850 \text{ Nm}^3 \text{ O}_2$ pro Stunde.

Eine solche Anlage wird dann mit geringen Zuleitungskosten für Gase belastet, wenn sie an einem bestehenden Netz partizipiert. Eine separate Versorgung mit Brenngasen ist bei der geringen Benutzerstundenzahl und den geringen angeforderten Mengen unwirtschaftlich.

5 DER NICHTENERGETISCHE VERBRAUCH VON WASSERSTOFF

Der industrielle Wasserstoffverbrauch wird bisher je nach Strukturierung eines Chemiekomplexes durch Erdgasspaltung, Kokereigaszerlegung, Naphtaspaltung, partielle Oxidation von Schwerölen oder durch Kohlevergasung gedeckt.

Die jetzigen Hauptverbraucher von Wasserstoff sind die Ammoniak- und Methanolhersteller sowie die Mineralölindustrie. Die Eisenhüttenindustrie wird sich auf die Eisendirektreduktion umstellen und kann in den kommenden Jahren einer der größten Wasserstoffverbraucher sein.

Der Wasserstoffpreis hat entscheidenden Einfluß auf die Kosten der Endprodukte. Die Wasserstoffkosten können durch Einsatz von Kernenergie erheblich gesenkt werden.

Reaktorgröße: 3000 MWth Benutzungsdauer: 8000 h/a	Methanspaltung /148/	Naphtaspaltung /148/	Partielle Oxidation	Braunkohle- vergasung (Hydrierende Vergasung)	Steinkohlevergasung Heißdampfvergasung
Anlagenkapazität ($\text{Nm}^3 \text{H}_2/\text{a}$)	$7,2 \cdot 10^9$	$7,65 \cdot 10^9$	80.500	$7,98 \cdot 10^9$	$1,575 \cdot 10^9$ pro Anschlußseinheit
Anlagekosten (10^6 DM)	220	260	80	683	190 pro Anschlußseinheit
Kapitaldienst 25 %/a (10^6 DM/a)	55	65	20	170,7	47,5
Fixe Kosten ($\text{DM}/\text{kg H}_2$)	0,76	0,85	3,1	1,8	3,01
Prozeßwärme- verbrauch ($\text{Mcal}/\text{Nm}^3 \text{H}_2$)	1,65 (950-250°C)	1,96 (950-250 °C)	1,014	2,27 (950-250 °C)	2,5 (1100-400 °C)
Wärmekosten (nuklear) 5,6 DM/Gcal ($\text{DM}/\text{kg H}_2$)	0,86	0,95	-	1,27	1,4
Wärmekosten (fossil) ($\text{DM}/\text{kg H}_2$)	1,98 (12 DM/Gcal)	3,92 (20 DM/Gcal)	2,028 (20 DM/Gcal)	-	4,28 (17,14 DM/Gcal)
Rohstoffverbrauch ($\text{kg}/\text{Nm}^3 \text{H}_2$)	0,25 ($\text{kg}/\text{Nm}^3 \text{H}_2$)	0,204 ($\text{kg}/\text{Nm}^3 \text{H}_2$)	0,39 ($\text{kg}/\text{Nm}^3 \text{H}_2$)	2 ($\text{kg}/\text{Nm}^3 \text{H}_2$)	0,35 ($\text{kg}/\text{Nm}^3 \text{H}_2$)
Rohstoffkosten ($\text{DM}/\text{kg H}_2$)	2,28 (12 DM/Gcal)	5,5 (270 DM/t)	7,8 (200 DM/t)	1,69 (6 DM/Gcal)	4,2 (126 DM/t)
Prozeßgutschriften ($\text{DM}/\text{kg H}_2$)	0,51 (10 DM/Gcal)	0,6 (10 DM/Gcal)	-	1,7 (0,4 kWh/ $\text{Nm}^3 \text{H}_2$ 0,26 kg Restkoke)	2,39 (0,85 kWh/ Nm^3)
Wasserstoffkosten (nukleare Wärme) ($\text{DM}/\text{kg H}_2$)	3,39	6,7	-	8,06	6,22
Wasserstoffkosten (fossile Wärme) ($\text{DM}/\text{kg H}_2$)	4,51	9,67	12,92	-	9,1
Ergebnis durch nukleare Wärme	24,9 %	31 %	-	-	32 %
Anteil der Rohstoffkosten	69,3 %	82 %	60,3 %	57,2 %	67,5 %

TABELLE 53: WASSERSTOFFGESTENUNGSKOSTEN

In Tab. 53 wird eine Übersicht über die zu erwartenden Herstellungskosten von Wasserstoff auf der Basis fossiler Rohstoffe gegeben.

Infolge der Verteuerung von Rohöl auf 200 DM/t wird angenommen, daß auch die Konkurrenzenergien im Preis nachziehen:

Naphta	DM 270/t
Schweröl	200/t
Steinkohle	120/t
Naturgas	12-15 DM/Gcal

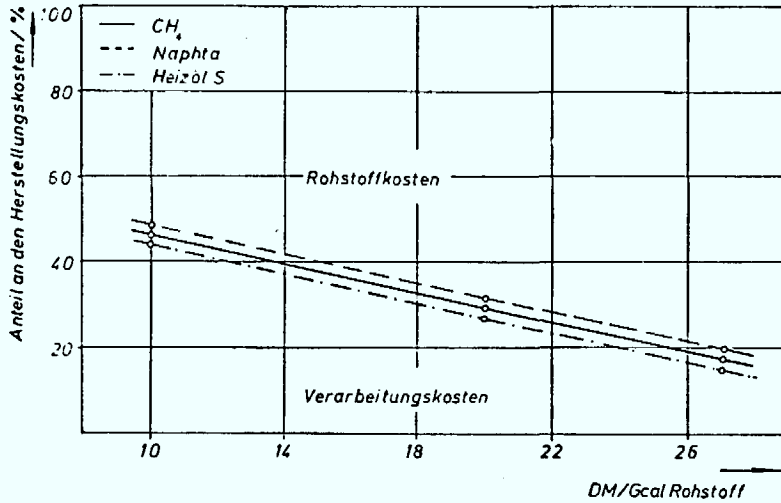
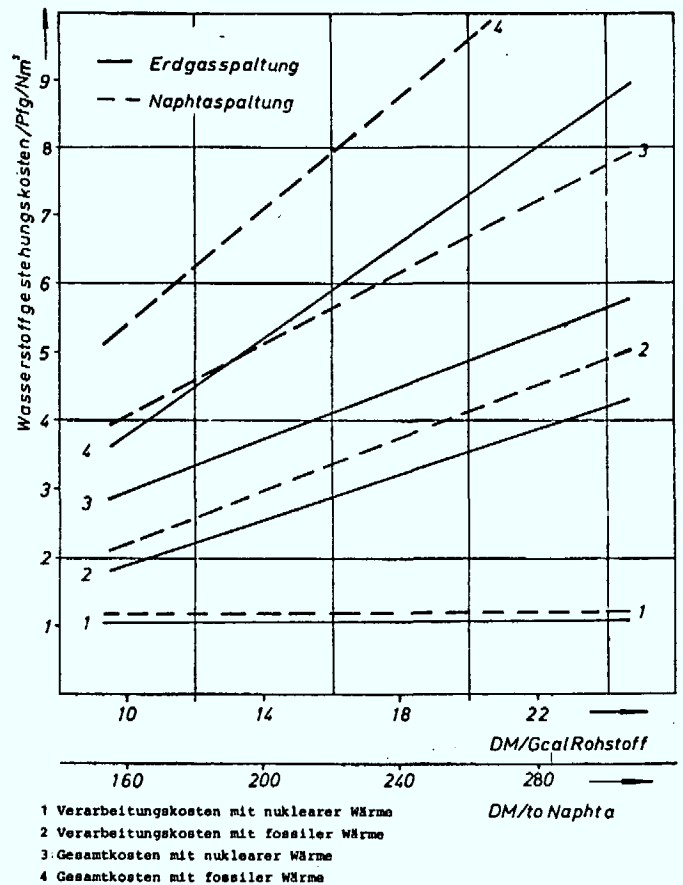


Abb. 105: DER ANTEIL DER ROHSTOFFKOSTEN AN DEN WASSERSTOFFGESTEHUNGSKOSTEN

Die eingangs beschriebenen Verfahren zur Methanherzeugung können nach Tab. 12 so geführt werden, daß Wasserstoff als Endprodukt vorliegt. Die Kostenaufstellungen in Tab. 53 lehnen sich an die Berechnungen in Tab. 13 und 15 an.

fahren in Tab. 53 werden wahlweise fossile Energieträger und hochtemperaturige Wärme eingesetzt. Die Wasserstoffgestehungskosten werden bei Einsatz hochtemperaturiger Reaktorwärme gegenüber der Verwendung fossiler Energieträger bis zu 32 % gesenkt. Der Anteil der Rohstoffkosten an den Gesamtherstellungskosten für Wasserstoff beträgt bei den jetzigen Preisen für Schweröle schon 70 % (Abb. 105). Für die Verfahren der Benzin- und Erdgasspaltung zeigt eine Aufschlüsselung in Anlage-, Wärme- und Gesamtkosten bei alternativem Einsatz von Kernwärme und fossilen Brennstoffen den Einfluß der kostengünstigen Kernwärme (Abb. 106). Der Rohstoffkostenanteil liegt bei fast allen Verfahren ober-

Zur Wärmedeckung der Ver-



- 1 Verarbeitungskosten mit nuklearer Wärme
- 2 Verarbeitungskosten mit fossiler Wärme
- 3 Gesamtkosten mit nuklearer Wärme
- 4 Gesamtkosten mit fossiler Wärme

Abb. 106: DIE ABHÄNGIGKEIT DER WASSERSTOFFKOSTEN VON DEN ROHSTOFFKOSTEN

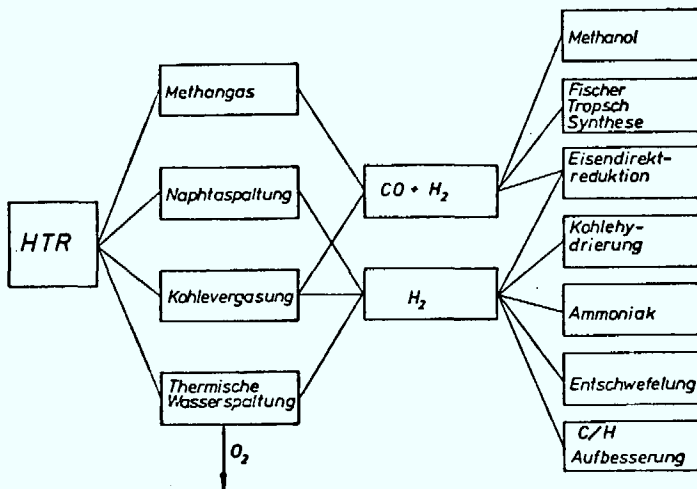


Abb. 107: Übersicht über die Einsatzbereiche von Wasserstoff

halb von 60 %, aufgrund der Erdölpreisssteigerung bei der Naphtaspaltung sogar derzeit schon über 80 %. Diese Beispiele sollen zeigen, daß ein unabhängig von fossilen Energieträgern erzeugter Wasserstoff anzustreben ist.

5.1 Die Ammoniakherstellung

Die Ammoniaksynthese ist, ausgenommen der Mineralölsektor, innerhalb des Chemiebereiches der größte H_2 -Verbraucher. Im letzten Jahrzehnt stieg die Ammoniakproduktion in der BRD steil an. Infolge weltweiter Überkapazitäten, durch den Aufbau zusätzlicher Anlagen in bisherigen Abnehmerländern, kommt es mittlerweile zu einer Stabilisierung der Kapazität für Düngeammoniak auf $2,1 \cdot 10^6$ t NH_3 /Jahr.

Größere Steigerungen des Ammoniakverbrauches sind im Bereich der Kunststoffchemie zu erwarten. Ammoniak wird dort als Vorprodukt zur Thermoplastherstellung benötigt /150/. Entsprechend den geschätzten Anteilen der Verfahren bei der Kunststoffherstellung wird für den Wasserstoffeinsatz zur Ammoniakproduktion der Verlauf in Abb. 108 angenommen /151/.

Produkt	tNH ₃ /t Produkt
Harnstoff	0,571
Melamin	0,46
Hydroxylamin	0,85
Methylamin	0,57
Dimethylamin	0,38
Trimethylamin	0,3
Athanolamine	0,28
Aethylendiamin	0,62

TABELLE 54
FOLGEPRODUKTE VON NH_3

Nach der Kostenaufstellung aus Kapitel 3 betragen die reinen Verarbeitungskosten je nach Anlagengröße zwischen DM 40 und DM 60. Je DPfg/Nm³ Kostenersparnis bei der Wasserstoffherstellung können die Kosten für eine Tonne NH_3 um 19,8 DM gesenkt werden.

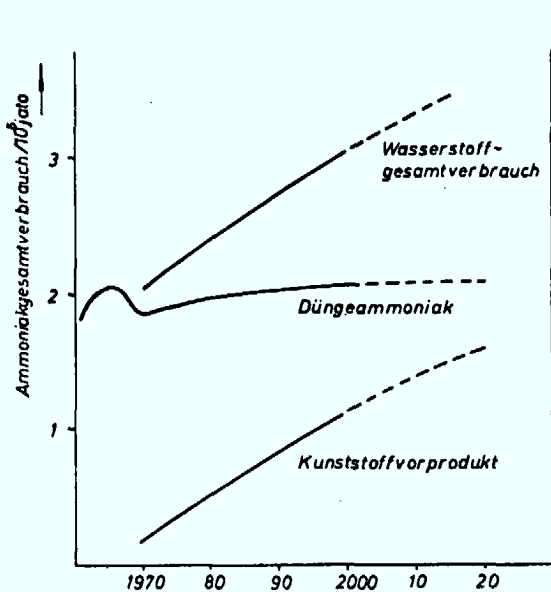


Abb. 108: WASSERSTOFFVERBRAUCH ZUR AMMONIAKSYNTHESE

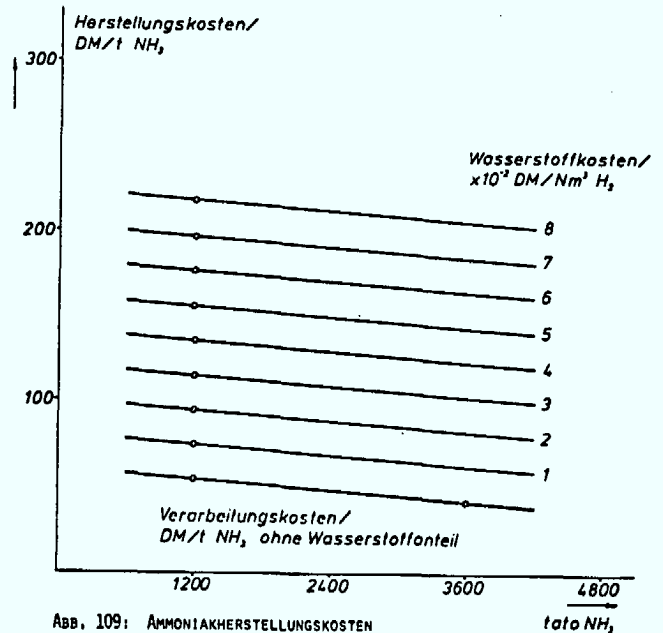


Abb. 109: AMMONIAKHERSTELLUNGSKOSTEN

5.2 Die Eisenverhüttung

ANLAGEKOSTEN				VERBRAUCH (t/t Stahl)	
Sinteranlage	39,6 · 10 ⁶		Stückerz 60 % Fe	0,5 t/t (70 DM/t)	
Hochofen	112 · 10 ⁶		Koks	0,47 t/t (135 DM/t)	
LD-Konverter	147 · 10 ⁶		Kalkstein	37,18 kg/t (18,5 DM/t)	
			Sauerstoff	50 Nm ³ /t (0,6 DM/Nm ³)	
Kapitalkosten	20 % (einschließlich Steuern, Versicherung, Instandhaltung)		Strom	22 kWh/t (0,045 DM/kWh)	
			Feinerz 64 % Fe	0,95 t/t (50 DM/t)	
	Sinteranlage DM/t Stahl	Hochofenanlage DM/t Stahl	LD-Konverter DM/t Stahl	Gesamtkosten DM/t Stahl	%
Kapitalkosten	6,72	18,98	24,93	50,63	20
Brennstoffkosten	8,98	61,28		70,26	28
Andere Energie	1,33	6,68	3,88	11,79	4,7
Materialkosten	32,38	41,24	25,86	99,92	40
Zuschläge	0,91	2,91	4,40	8,22	3,2
Personalkosten	2,03	3,2	3,30	8,53	3,4
GESAMTKOSTEN	52,66	134,29	62,37	249,32	100
ERR- und KOLETRANSPORTKOSTEN 15 DM/t Stahl					

TABELLE 55
STAHLKOSTEN BEI KONVENTIONELLER VERHÜTTUNG
STANDORT RUHRGEBIET /152/

Die Eisendirektreduktion macht die Roheisenherstellung von der Kohle als Heiz- und Reduktionsmittel unabhängig. Grundlage für die Wirtschaftlichkeit dieses Verfahrens mit gasförmigen Reduktionsmitteln ist das Vorhandensein von kostengünstigem Wasserstoff.

Eine vergleichende Übersicht über die Kosten des derzeit am häufigsten angewendeten Verfahren, des Hochofen-LD-Verfahrens, und den gemittelten Kosten von Direktreduktionsanlagen soll die Wirtschaftlichkeit der Verfahren gegenüberstellen. Die derzeit existierenden Verfahren der Eisendirektreduktion,

das Armco-, Hyl-, Purifer-, Midrex-Verfahren,

unterscheiden sich im wesentlichen durch den Aufbau des Reduktionsschachtes. Auf diese Besonderheiten wird nicht zusätzlich eingegangen.

Die konventionelle Stahlherstellung und die Direktreduktion werden in den Tabellen 55 und 56 nach Kostenanteilen aufgeschlüsselt erfaßt.

Investitionskosten	120 - 160 DM/jato
Anlagengröße $0,3 \cdot 10^6$ jato	
Kapitalkosten 12 % d.J.	14 - 18,7 DM/to ES
Instandhaltung - Steuer	
Versicherung 8,5 d.J.	10,2 - 13,6 DM/to ES
Feste Jahreskosten	24,2 - 32,3 DM/to ES 16 %
Personalkosten	1,4 - 6,2 DM/to ES 0,9 %
Stückerz	69 DM/to ES 46 %
Brenn- und Reduktionsstoff	32,1 - 42,8 DM/to ES 21 %
Zuschläge	3 - 6,5 DM/to ES 2 %
Erztransport	19 DM/to ES 12,6 %
Wasserstofftransport 100 km	1,2 DM/to ES 0,8 %
Eisenschwammkosten	149,8 - 177 DM/to ES

TABELLE 56
EISENSCHWAMMKOSTEN /152/

Die Brennstoffkosten gehen derzeitig zu etwa 30 % in die Stahlherstellungskosten ein. 1973 stiegen die Kosten für Hüttenkoks auf 135 DM/t. Nach den jüngsten Energiepreissteigerungen ist auch ein Ausweichen auf billigeres Öl nicht mehr möglich. Der hohe Lohnkostenanteil von 60 % bei der heimischen Kohleförderung läßt ein weiteres Anwachsen der Kokspreise erwarten.

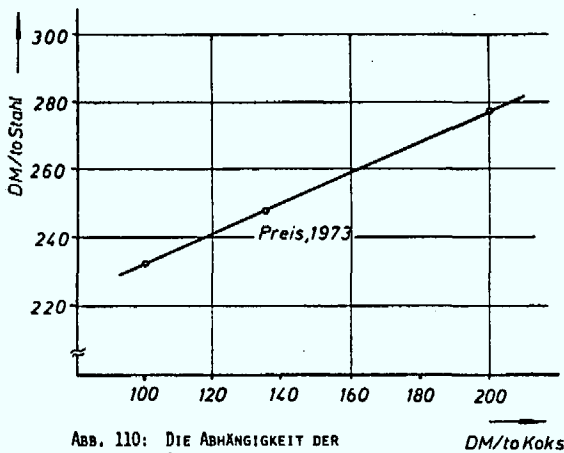


Abb. 110: Die Abhängigkeit der Stahlkosten von den Kokspreisen

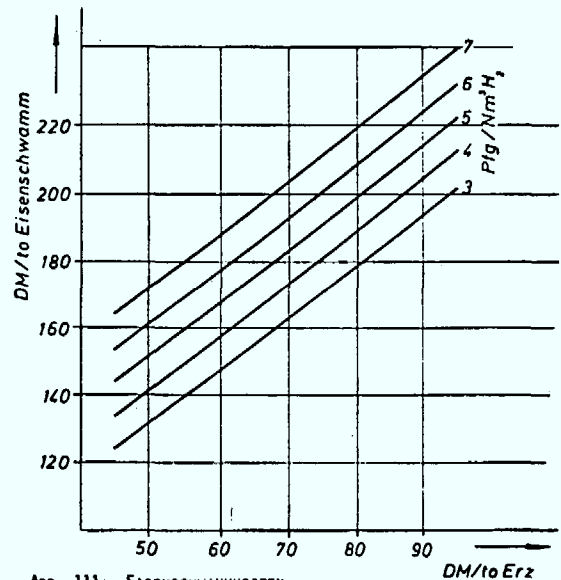


Abb. 111: EISENSCHWAMMKOSTEN
IN ABHÄNGIGKEIT VON ERZ UND WASSERSTOFFPREIS

Da anzunehmen ist, daß bei Vergrößerung der Anlagen eine Kostendegression eintritt, wird die Direktreduktion gegenüber herkömmlichen Verfahren konkurrenzfähig sein. Nach den vorliegenden Abschätzungen erreicht man Kostengleichheit gegenüber herkömmlichen Verfahren bei Wasserstoffkosten von 4 DPfg/Nm³ und Stromkosten von 4 DPfg/kWh, wenn andererseits Kokspreise von 135 DM/t angesetzt werden. Bei steigenden Kokspreisen werden die Direktreduktionsverfahren zunehmen.

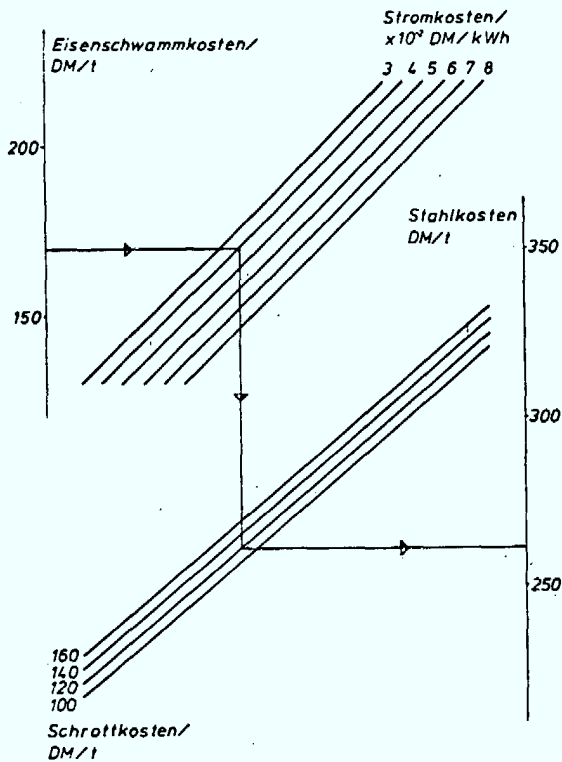


Abb. 112: STAHLERZEUGUNGSKOSTEN /152/

Bei der Weiterverarbeitung des Eisenschwamms in Elektroöfen läßt sich der zu erwartende Strompreis in etwa fixieren. Der eingesetzte Schrott wird jedoch mit einem stark schwankenden Marktpreis bewertet, der sich nur nach oben hin durch die Kosten des Eisenschwamms abgrenzen läßt.

Diese Unsicherheit ist auch bei der in Abb. 113 getätigten Prognose zu beachten.

Aus dem Verlauf der Prognose zu den Stahlherstellungsverfahren läßt sich der Wasserstoffbedarf angeben. Als reines Reduktionsmittel werden ca. $700 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2/\text{t}$ Eisenschwamm benötigt. Darüber hinaus werden zur Wärmeerzeugung durch Wasserstoffverbrennung weitere $370 \text{ Nm}^3/\text{t}$ Eisenschwamm gebraucht.

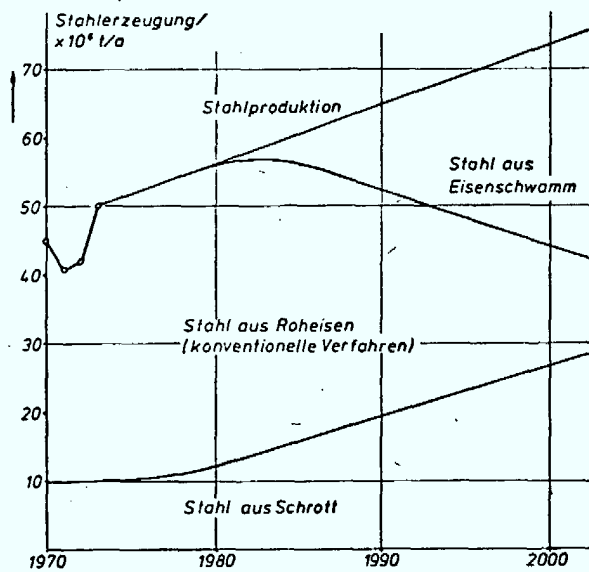


Abb. 113: PROGNOSE DER STAHLERZEUGUNG

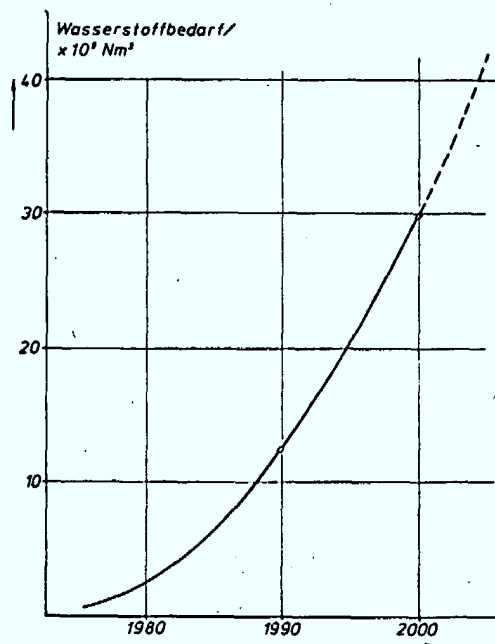


Abb. 114: WASSERSTOFFBEDARF ZUR EISENREDUKTION

5.3 Die Mineralölindustrie

Für den Einsatz von Wasserstoff in der Mineralölindustrie muß unterschieden werden zwischen einer kurz-, mittel- und langfristigen Strategie.

(1) Kurz- und mittelfristige Strategie.

Diese Strategie gilt, solange unsere Energieversorgung auf Mineralöl basiert. Dem Wasserstoff kommen dann zwei Hauptanwendungsbereiche zu:

- (a) Entschwefelung von Ölen,
- (b) Das Umsetzen von schweren Fraktionen (Heizöl S) zu leichteren Komponenten, da das natürliche Produktspektrum einer Raffinerie Angebotsüberhänge im Bereich des schweren Heizöles erwarten läßt.

(2) Langfristige Strategie:

Die Energieversorgung wird sich infolge der Verknappung von fossilen Energieträgern von der Ölbasis lösen, und es werden durch Kernenergie erzeugte Endenergien den größten Teil des Energiebedarfs decken.

Entsprechend der Entwicklung des Mineralölpreises wird der Bereich der petrochemischen Einsatzstoffe und der Treibstoffe entweder weiterhin durch Mineralöl oder durch Produkte aus Kohlehydrierungsverfahren versorgt.

Wasserstoff wird dann benötigt

- (a) zur vollständigen Umsetzung von schweren Anteilen aus dem natürlichen Produktspektrum der Rohöldestillation zu Benzin und C_1 - C_3 -Fraktionen
- (b) als Teil des Synthesegases ($CO + H_2$) zur Methanolherstellung als Treibstoffzusatz
- (c) Wasserstoff zur Kohlehydrierung
- (d) Wasserstoff als Treibstoff.

5.3.1 Kurz- und mittelfristiger H_2 -Bedarf

Entsprechend dem Angebot aus der atmosphärischen Destillation ergibt sich ein Produktspektrum der Rohölfractionen nach Abb.

115. Nahost und Nordafrikaöle unterscheiden sich dabei. Das Nachfragespektrum ist zunehmend auf den Verbrauch leichter Kompo-

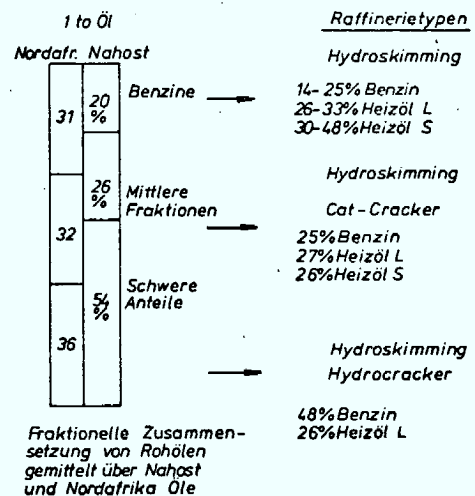


Abb. 115: RAFFINIERTYPEN

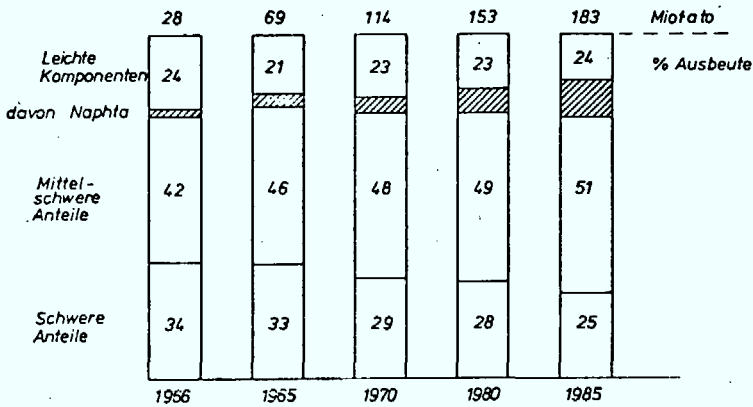


Abb. 116: DIE ZUSAMMENSETZUNG DER VORAUSSICHTLICHEN NACHFRAGE AN MINERALÖLPRODUKTEN

nenten ausgerichtet. Durch eine geeignete Wahl des Refinerietyps läßt sich in der Weiterverarbeitung der Fraktionen ein verbrauchergerichtetes Angebot erstellen. Die Grundlage hierzu ist wiederum kostengünstiger Wasserstoff.

Eine annähernd vollständige Umsetzung von schweren in leichte Komponenten erfolgt durch mehrstufige Hydrocrackverfahren. Heizöl S wird unter Zusatz von Wasserstoff katalytisch gespalten. Der Wasserstoffverbrauch ist abhängig von der Rückstandsart. Je nach Schwere des Einsatzes werden ein- oder mehrstufige Verfahren benutzt /154/. Die Wasserstoffgewinnung erfolgt durch Hydrierung von Heizöl-S zu Naphta, das anschließend im Röhrenspaltofen bei 800 °C und 30 at gespalten wird. Ein Teil des freigesetzten Wasserstoffs wird zur Schwerölhydrierung rückgeführt.

Die Nettoproduktion an Wasserstoff beträgt 3726 Nm³H₂/t Heizöl-S. Die genaueren Berechnungen sind in /148/ zu finden. Hier sind die Ergebnisse unter dem Gesichtspunkt der Wirtschaftlichkeit interessant.

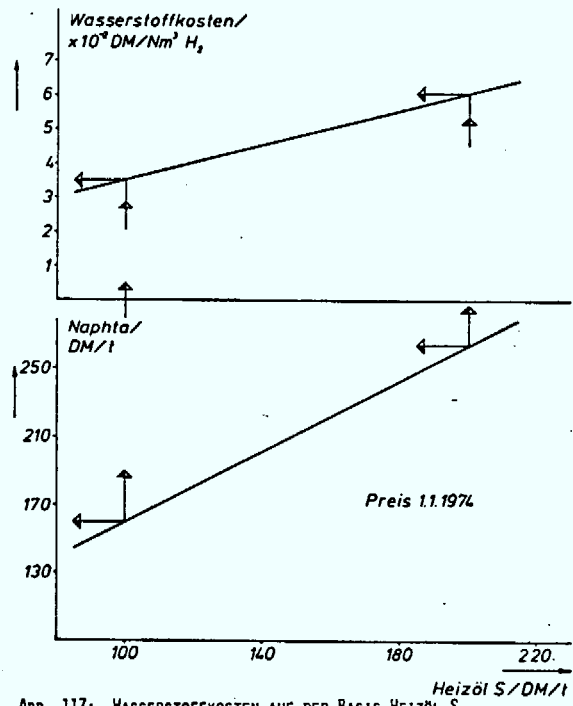


Abb. 117: WASSERSTOFFKOSTEN AUF DER BASIS HEIZÖL S

Zur Naphtaspaltung werden pro eingesetztes kg 7,43 Mcal Wärme (800 °C) benötigt, die durch hochtemperaturige Reaktorwärme gedeckt werden können. Die in Abb. 117 dargestellte Kostenabschätzung beruht auf dem Einsatz von Kernwärme. Auch hier ist die Höhe des Wasserstoffpreises hauptsächlich vom Ölpreis abhängig.

1 to SKE Heizöl S + 243 Nm ³ H ₂	→ 0,07 to SKE SNG 0,162 to SKE Benzin 0,47 to SKE Mitteldestillate
1 to SKE Heizöl S + 388 Nm ³ H ₂	→ 0,16 to SKE SNG 0,72 to SKE Benzin
1 to SKE Mitteldestillate + 212 Nm ³ H ₂	→ 0,13 to SKE SNG 0,67 to SKE Benzin
1 to SKE Heizöl S + 432 Nm ³ H ₂	→ 0,83 to SKE SNG

TABELLE 57
AUFBESSERUNG DES C/H-VERHÄLTNISSES

Die mittleren benötigten Einsatzmengen von Wasserstoff zur Aufbesserung des H/C-Verhältnisses zeigt Tab. 57. Die Angaben basieren auf dem Einsatz von 90 % Nahost- und 10 % Nordafrika-Ölen.

5.3.2 Entschwefelung

Die Verfahrenskosten der Entschwefelung steigen mit wachsendem Molekulargewicht des eingesetzten Öles. Die Entschwefelung von Rückständen ist beträchtlich teurer als jede Art von Destillat-Entschwefelung. Die hohen Kosten sind durch die Verfahrensbedingungen erklärbar:

- (a) hohe Betriebsdrücke,
- (b) kleine Raum-Zeit-Ausbeuten,
- (c) hoher Wasserstoffverbrauch,
- (d) hoher Katalysatorverbrauch

Vergleich der benötigten Wasserstoffmenge:

80 % Entschwefelung von Heizöl S	→ 101,5 Nm ³ H ₂ /to SKE
85 % Entschwefelung von Heizöl L	→ 41 Nm ³ H ₂ /to SKE

Zur Erfassung der Kostenrelation wird vereinfachend ein linearer Zusammenhang zwischen Siedebereich und Anlagekosten angenommen /155/. Bei 7 DPfg/Nm³H₂ machen die Wasserstoffkosten ca. 50 % der Gesamtkosten aus. Die Entschwefelung der Vakuumdestillation kostet ca. 24 % mehr als das Entschwefeln atmosphärischer Rückstände.

5.3.3 Substitute Natural Gas (SNG)

Nach dem BASF/Lurgi-Gassynthanverfahren werden derzeit die meisten Erdgasspitzenversorgungsanlagen gebaut. In den USA werden mittlerweile nach diesem Prinzip

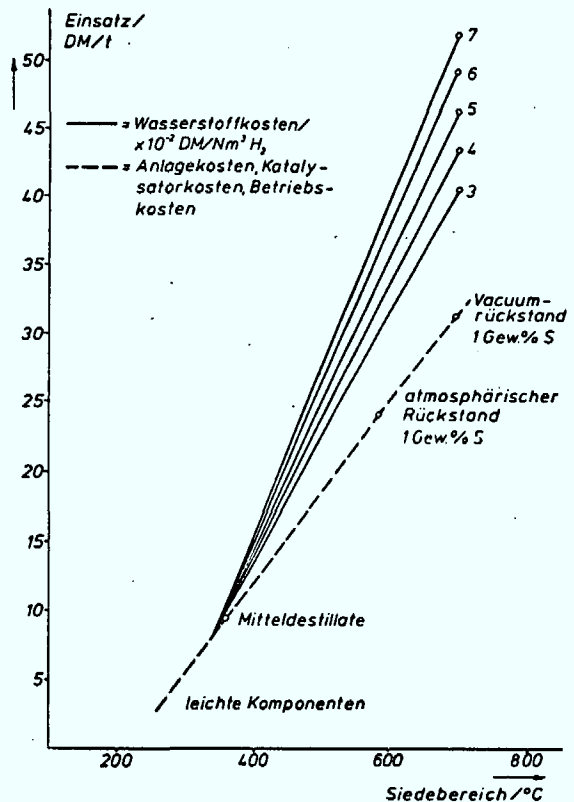


Abb. 118: ENTSCHWEFELUNGSKOSTEN

in verbesserter Ausführung Grundlastanlagen zur Herstellung von methanhaltigem Gas aus leichten Kohlenwasserstoffkomponenten bis zu einem Siedende 200 °C errichtet /156/.

1 kg Benzin (200 °)
 1,29 Mcal Wärme (400 - 550 °C)
 0,033 kWh Strom — 1,28 Nm³ (H₂: 9360 kcal/Nm³)
 CH₄ 98 Vol %
 CO₂ 1 " "
 H₂ 1 " "

Investitionskosten:

BENZINSPALTANLAGE:

Anlagegröße	2,88 · 10 ⁹ Nm ³ /a
Investition	92,79 · 10 ⁶ DM
Wärmeverbrauch	1,02 Mcal/Nm ³ CH ₄
Kapitaldienst	
Versicherung	25 % d.J./a

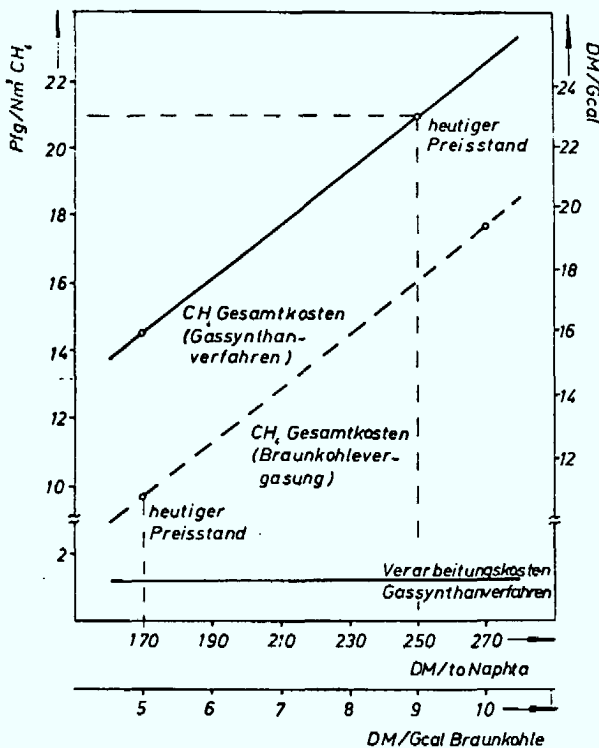


Abb. 119: VERGLEICH DER METHANERZEUGUNGSKOSTEN
 GASSYNTHANVERFAHREN, BRAUNKOHLEVERGASUNG

Ein Vergleich mit der Braunkohlevergasung zeigt, daß der jetzt anzusetzende Wärmepreis für SNG aus Benzinspaltanlagen um den Faktor 2,18 höher liegt als für Methangas, das durch Braunkohlevergasung erzeugt wird. Aufgrund des hohen Rohölpreises wird sich eine Versorgung mit Methangas auf Naphtabasis nicht durchsetzen. Man wird eher bemüht sein, schwere Komponenten zu petrochemischen Vorprodukten und Treibstoffen aufzuarbeiten.

5.3.4 Prognose

Aufgrund der Rohölpreissteigerungen ist anzunehmen, daß ein Teil des Öles zur Unterfeuerung mittelfristig durch andere Energieträger (Kohle, Kernenergie) ersetzt wird. Diese Entwicklung wird in der Verbrauchsprognose durch eine Kürzung von 20 % berücksichtigt.

Es wird der Wasserstoffbedarf unter der Annahme bestimmt, daß alle Rückstände zu 80 % entschwefelt werden, und die schweren Komponenten aufgearbeitet werden. Aus dem natürlichen Raffinerieangebot und den angegebenen Wasserstoffmengen, die zur Umsetzung notwendig sind, läßt sich der Bedarf an Wasserstoff abschätzen.

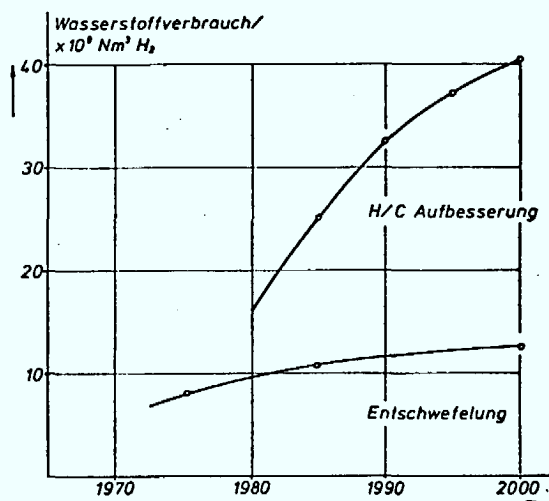


Abb. 121: WASSERSTOFFVERBRAUCH IN RAFFINERIEN

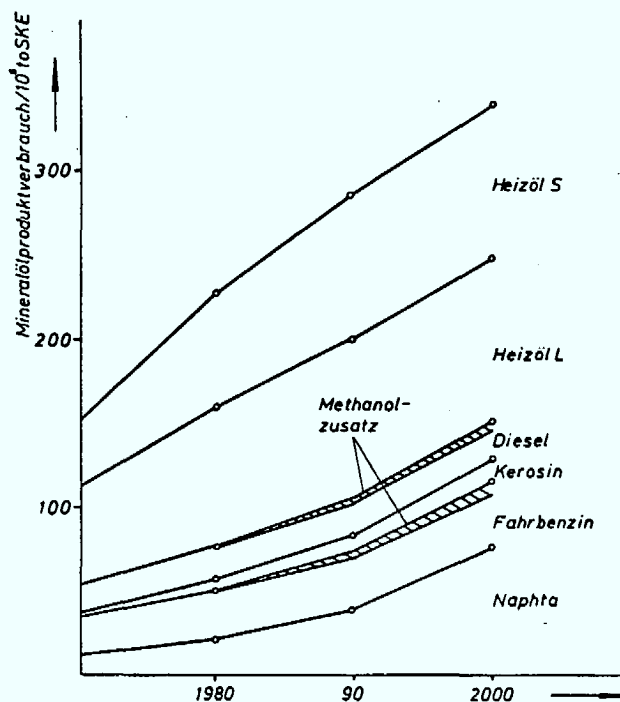


Abb. 120: MINERALÖLVERBRAUCH IN DER BRD

5.3.5 Einsatz von Methanol

Vergasungsvorgänge von Kohle mit Wasserdampf können nach Kap. 2 so geführt werden, daß ein Synthesegasgemisch (2 H_2 , CO) erzeugt wird, das in Methanol umgesetzt werden kann.

Untersuchungen zeigen /157/, daß Methanol als Zumischkomponente zu Treibstoffen zur Erhöhung der Klopfestigkeit sehr geeignet ist. Die Zumischung von 20 % Methanol zu bleifreiem Grundbenzin ersetzt das Verbleien. Methanol besitzt den halben Heizwert von Benzin, so daß eine Zumischung von 20 Vol.-% eine 10 %-ige Otto-Treibstoffersparnis bedeutet. Eine Zumischung von 10 % zu Dieselkraftstoffen erscheint möglich.

Bei der Abschätzung des Wasserstoffverbrauches wird der Einsatz von Methanol berücksichtigt.

5.4 Langfristige Strategien

Rohöl wird nur noch zu Treibstoffen und petrochemischen Vorprodukten verarbeitet. Es sei angenommen, daß sich der langfristige Verbrauch an Treibstoff durch verstärkten Einsatz attraktiver öffentlicher Verkehrsmittel auf 80 - 90 Mio tSKE stabilisieren wird. Die Zuwächse für Naphta als petrochemisches

Einsatzprodukt sind Abb. 120 zu entnehmen.

1 t Rohöl $\longrightarrow$ 50 % Heizöl S
 28 % Mittlere Fraktionen
 22 % Benzine

In mehrstufigen Hydrocrackverfahren werden die schweren Anteile unter Wasserstoffzusatz in leichte Komponenten aufgespalten.

JAHR 2000	VERBRAUCH	Treibstoffe		Petrochemisches Vorprodukt	
		Diesel	27 Mio to SKE	Naphta	61 Mio t SKE
		Kerosin	17 Mio to SKE		
		Fahrbenzin	40 Mio to SKE		
	EINSATZ	Wasserstoff aus Rückständen		Wasserstoff durch Zuführung	
		Rohöleinsatz	171,5 Mio to SKE	162	Mio to SKE
		Wasserstoffbedarf	$36,1 \cdot 10^9$ Nm ³	$36,1 \cdot 10^9$	Nm ³
		Reformierwasserstoff	$3,4 \cdot 10^9$ Nm ³	$3,4 \cdot 10^9$	Nm ³
		Methanoleinsatz	6,5 Mio to SKE	6,5	Mio to SKE
		Zusatzprodukt SNG	14,07 Mio to SKE	14,07	Mio to SKE

TABELLE 58
 VERBRAUCH VON H₂ IN DER MINERALÖLINDUSTRIE
 (Jahr 2000)

Wenn der H₂-Bedarf durch Fremdwasserstoff gedeckt wird, werden 7,7 % weniger Rohöl benötigt.

5.4.1 Treibstoffe und petrochemische Vorprodukte aus Kohlehydrieranlagen

Zur Kohlehydrierung wird sehr viel Wasserstoff benötigt, so daß die Wirtschaftlichkeit wesentlich vom Wasserstoffpreis abhängt. Eine Weiterentwicklung der deutschen Hydrierverfahren, das H-Coal-Verfahren der Hydrocarbon Research, zeichnet sich im Gegensatz zu anderen Verfahren durch geringen Kohleverbrauch aus /158/.

1,95 to Kohle (awf) + 1730 Nm³H₂ $\longrightarrow$ 1 to Benzin
 0,26 to C₁ - C₃
 0,14 to C₄
 0,32 to Rückstand
 0,36 to Nebenprodukte

Die Investitions- und Verbrauchskosten werden in /148/ bei einer Benzinproduktion von $4,45 \cdot 10^6$ t/a für eine Hydrieranlage mit nachgeschalteter Raffinerie angegeben.

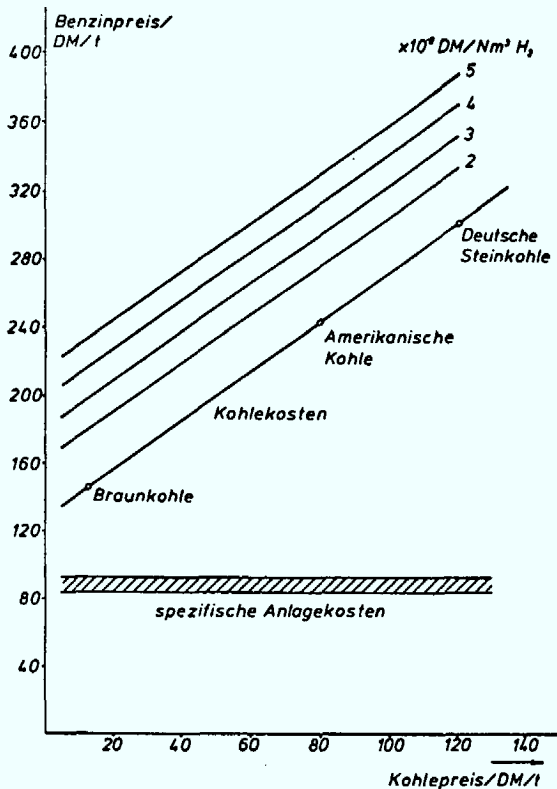


Abb. 122: KÖHLEHYDRIERANLAGE

Hydrieranlage

Kapazität	$4,45 \cdot 10^6$ t/a
Anlagekosten	1470 Mio DM
Kapitaldienst	
Unterhaltung	25 %/a
Versicherung	
Benutzungsstunden	8000/a

Selbst bei einem Wasserstoffpreis von 5 DPfg/Nm³ und einem Sicherheitsaufschlag von 50 % auf die Anlagekosten liegt der Benzinerzeugungspreis bei Verwendung von Rheinischer Braunkohle (12,5 DM/t) mittlerweile in einem diskutablen Bereich, während der Einsatz heimischer Steinkohle zu teuer ist.

Asche	2,5 %
Wasser	59 %
Reinkohle	38,5 % — C-Anteil 68 %
1 kg C	4,23 kg Braunkohle

5.4.2 Wasserstoff als Treibstoff

Nach Beschreibung und Angaben von WEIL, JONS, MURRAY und SHOEPPPEL /159/ ist das Betreiben von herkömmlichen Verbrennungsmaschinen mit Wasserstoff in modifizierter Form möglich. Testläufe /160/ an kleineren Maschinen zeigen Zuverlässigkeit, hohe Lebensdauer, wobei konstruktive Änderungen in der Kolbenform, der Ausführung des Zylinderkopfes sowie in der Treibstoffzuführung vorgenommen wurden. Entsprechend den Entflammbarkeitsgrenzen, Zündtemperaturen und Flammgeschwindigkeiten sind Änderungen im Mischungsverhältnis mit Luft und in der Einstellung des Zündzeitpunktes erforderlich.

		Wasserstoff	Benzin
Heizwert	kcal/kg	28.896	10.022
Zündtemperatur	°C	574	537
Flammentemperatur	°C	2.130	1.990
Entflammbarkeitsgrenze in Luft	%	4-74,2	19-8,6
Flammgeschwindigkeit	m/sec	2,79	0,3
Spez. Volumen		14,3	1,33

TABELLE 59
VERGLEICH: WASSERSTOFF, BENZIN

Die eigentliche Problematik ist die Speicherung von Wasserstoff. Die Kriterien an ein brauchbares Tanksystem sind:

- (1) Keine konstruktiven Einschränkungen infolge zu großen Volumens und Gewichtes.
- (2) Die Tankfüllung bzw. der Tankwechsel soll nicht mehr als maximal 10 bis 15 Minuten beanspruchen.
- (3) Hinreichende Sicherheit.

Vier Möglichkeiten zur Wasserstoffspeicherung gibt es:

- (1) Hochdruckgas,
- (2) Kohlenwasserstoffverbindungen,
- (3) Metallhydride,
- (4) Flüssigwasserstoff.

Die Tankgröße soll einem Äquivalent von 40 l Benzin entsprechen.

$$\begin{aligned} 40 \text{ l Benzin} &\hat{=} 30,4 \text{ kg} \\ &\hat{=} 116 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2\text{-Gas} \\ &\quad (\text{Benzin } 1022 \text{ kcal/kg}) \\ &\hat{=} 140 \text{ l H}_{2\text{liq}} \\ &\hat{=} 10 \text{ kg H}_{2\text{liq}} \end{aligned}$$

5.4.2.1 Hochdruckgas

$122 \text{ Nm}^3 \text{ H}_2$ nehmen bei einem Druck von 800 at ein Volumen von 150 l ein. Vereinfacht wird als Behälter eine Kugel mit 0,66 m Durchmesser angenommen. Unter Berücksichtigung des dreiachsigen Spannungszustandes ergibt sich eine Wandstärke von 3,32 cm; es wird ein Stahl mit der zulässigen Festigkeit von 45 kp/mm^2 zugrundegelegt (FB 70 Mannesmann Werkstoffblatt 370). Das erforderliche Gewicht beträgt ca. 0,33 to. Bei Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors von 2 steigt das Gewicht entsprechend. Der Tank erreicht fast das Gewicht eines PKW. Von daher scheidet diese Speichermethode aus.

5.4.2.2 Kohlenwasserstoffverbindungen

		Volumen l	Gewicht kg	Volumen- verhältnis	Gewichts- verhältnis
1	Isooctan (Vergleichsbasis)	40	27,65	1	1
2	Ammoniak NH_3	83,5	68,8	2,09	2,47
3	Hydrazin N_2H_2	75,5	76,25	1,89	2,76
4	Methan CH_4	61	25,35	1,53	0,92
5	Methanol CH_3OH	79	62,4	2,26	1,97
6	Wasserstoff flüssig	140	10,5	3,5	0,38

TABELLE 60
VERGLEICH VON KOHLENWASSERSTOFFEN ZUR SPEICHERUNG

Hydrazin und Ammoniak sind toxisch und somit bei nicht 100 %-iger Verbrennung im dichten Verkehr gefährlich. Hydrazin zersetzt sich bei Erwärmung sofort in ein Knallgasgemisch.

Methan (Hochdruckspeicherung) wird schon in Dänemark als Treibstoff benutzt; die Betriebserfahrungen von methanbetriebenen Maschinen sind gut. Die Einsatzmöglichkeiten vom Methanol wurden vorhin besprochen.

5.4.2.3 Intermetallische Verbindungen

Intermetallische Verbindungen nach der Summenformel (Metall NiH_n , Metall: La, Pd) zeigen ein Verhalten, das sich zur Wasserstoffspeicherung eignet /161/.

Lanthan-Nickel (LaNiH_n) kann 6 Wasserstoffatome pro Molekül aufnehmen. Die reine Verbindung und die Hydridform stehen in Abhängigkeit von Temperatur und Druck im Gleichgewicht. Die Zusammensetzung dieses Gemisches läßt sich in weiten Grenzen variieren. Man kann durch geringe Drucksteigerung die gesamte Substanz in die Hydridform überführen und ihr durch Drucksenkung nahezu den gesamten Wasserstoff wieder entziehen. Bei nur 4 at erreicht das Gas, angelagert in LaNi_5 , eine Dichte, die normalerweise nur unter einem Druck von 992 at erzielt werden kann. Im Gegensatz zu Flüssigwasserstoff ist das Volumen ebenfalls um 50 % geringer.

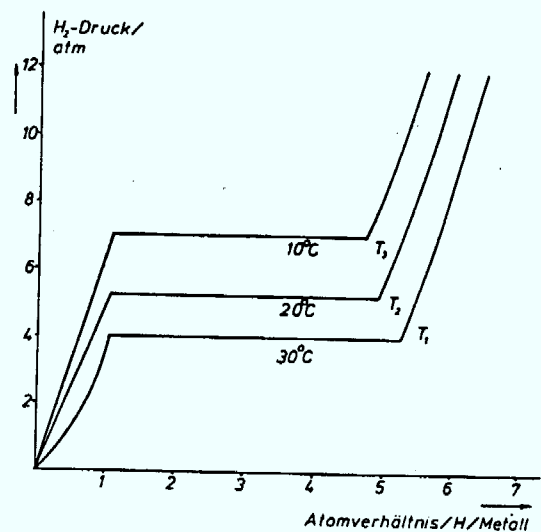


Abb. 123: WASSERSTOFFAUFNAHME VON INTERMETALLISCHEN VERBINDUNGEN

$$10 \text{ kg H}_{2\text{liq}} \cong 142,8 \text{ l}$$

$$10 \text{ kg H}_2 \text{ in } \text{LaNiH}_6 \cong 95,7 \text{ l}$$

Der inhärenten Sicherheit, bedingt durch den geringen Gasdruck, das geringe Volumen sowie dem gut realisierbaren Auf- und Entladen des Speichers stehen das hohe Gewicht und die hohen Kosten entgegen.

Das Gewicht beträgt bei Einlagerung von 10 kg H_2 724 kg und erreicht damit auch annähernd das Gewicht eines PKW. Während eine Druckflasche für 0,54 kg H_2 (150 at) ungefähr 150 DM kostet, beträgt der Preis bei einem entsprechenden Lanthan-Nickel-Speicher 3000 bis 4000 DM.

5.4.2.4 Flüssiger Wasserstoff

Nach Erfahrungen von Raketenbetreibern ist es möglich, Tanks mit Flüssigwasserstoff hinreichend zu isolieren /162/. Versuche mit einem doppelwandig evakuierten Tank, der zusätzlich mit Styropor umkleidet war, ergaben bei einem Tankvolumen von 200 l, daß lediglich Leckverluste von 0,1 %/Tag auftraten. Das "handling" von Flüssigwasserstoff ist schwierig. Es existieren Vorschläge, die statt des Nachfüllens das komplette Auswechseln der Tanks befürworten.

5.5 Ausblick

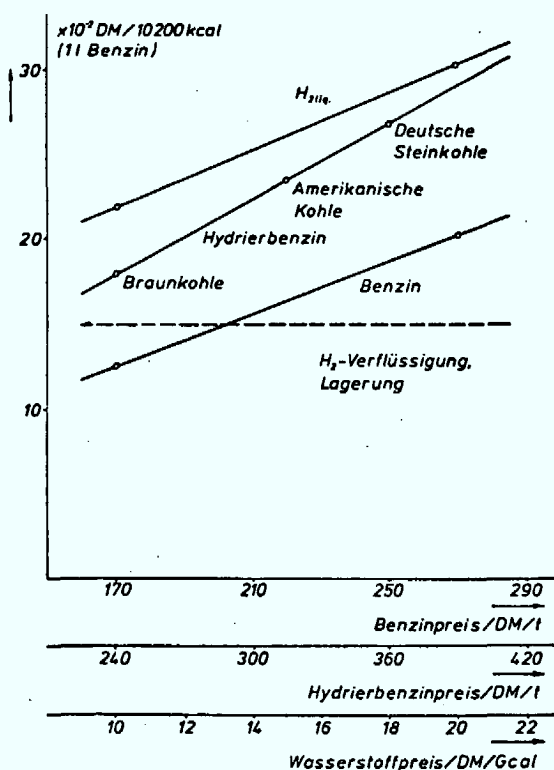


Abb. 124: KOSTENVERGLEICH: FLÜSSIGWASSERSTOFF - BENZIN

Falls es gelingt, die Flüssigwasserstofftechnik praktikabel und sicher zu gestalten, dann ist diese am ehesten in der Lage, Wasserstoff bei vertretbarem Volumen und geringem Gewicht des Tanks als Treibstoff nutzbar zu machen.

Ein Kostenvergleich mit Benzin zeigt, daß die Verflüssigungskosten zur Hälfte dazu beitragen, daß Flüssigwasserstoff als Treibstoff teurer ist. Hierbei werden die Mehraufwendungen für den Tank nicht mit berücksichtigt.

Er ist jedoch günstiger als Hydrierbenzin aus Steinkohle (H_2 -Kosten 3 DPfg/Nm³), selbst wenn nach jetzigen Preisen billige amerikanische Kohle eingesetzt wird.

Wasserstoffbedarf zur Treibstoffbereitstellung

(1) Benzin aus Rückständen	590 Nm ³ H ₂ /tSKE			
(2) Hydrierbenzin	1184 "	"	"	Benzinersatz
(3) Reiner Wasserstoff	2262 "	"	"	"

6 DAS MODELL EINER WASSERSTOFFVERSORGUNG

Voraussetzung zum modellhaften Aufbau einer Wasserstoffversorgung, wie sie vielleicht in der Zukunft denkbar sein könnte, ist die Kenntnis folgender Größen:

- (1) Größe der Bevölkerung,
- (2) räumliche Verteilung der Bevölkerung,
- (3) das Industriepotential,
- (4) räumliche Verteilung der Industrie,
- (5) der voraussichtliche Energiebedarf der Verbrauchergruppen.

Das Basismaterial ist aus Kapitel 1 zu entnehmen, für eine Projektion müssen die abschätzbaren Veränderungen gegenüber dem Stand von 1970-71 ermittelt werden.

6.1 Die Bevölkerungsentwicklung

In den letzten Jahren mußten die Prognosen über die Bevölkerungsentwicklung infolge des abknickenden Trends ständig revidiert werden. Nach der neuesten Entwicklung /8/ ist mit Zuwächsen in diesem Jahrhundert nicht mehr zu rechnen. Lediglich die Wanderungsbewegungen führen zu unterschiedlichen räumlichen Verschiebungen. Für die kommenden Jahre wird als obere Grenze eine mittlere Zuwachsrate der Verdichtungsräume um 0,9 % bezogen auf die Gesamtbevölkerung angenommen. Dieser Wert setzt sich so zusammen, daß

- (1) 0,6 % jährliche Bevölkerungsbewegungen (bezogen auf die Gesamtbevölkerung) die Verdichtungsräume weiter auffüllen,
- (2) daß ein Anteil von 70 % der jährlichen Einwanderungsquote von langfristig 0,4 %/a (gemessen an der Gesamtbevölkerung) in die Verdichtungsräume wandert.

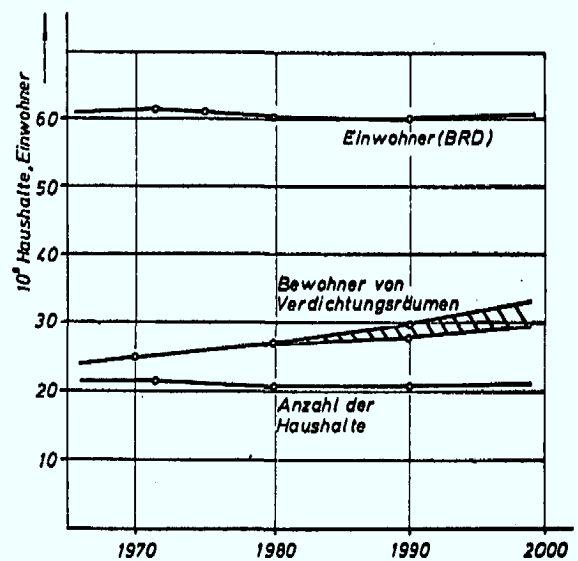


Abb. 125: ENTWICKLUNG DER BEVÖLKERUNG IN DER BRD

Zu- bzw. Fortzüge von Personen
(% der Landesbevölkerung)

Schleswig-Holstein	+ 0,76 %/a
Niedersachsen	+ 0,21 %/a
Bremen Hamburg	- 0,99 %/a
Nordrhein-Westfalen	- 0,06 %/a
Hessen	+ 0,21 %/a
Rheinland-Pfalz	- 0,01 %/a
Baden-Württemberg	- 0,02 %/a
Bayern	+ 0,22 %/a
Saarland	- 0,38 %/a

TABELLE 61
BEVÖLKERUNGSBEWEGUNG
(1972)

stagnieren. Unter Berücksichtigung dieses jetzt gültigen Trends wird die zukünftige Aufteilung der Bevölkerung in den Verdichtungsräumen abgeschätzt.

	1970						2000					
	Landes- bevölkerung 10 ⁶ Pers.	Bevölkerung V-Raum* 10 ⁶ Pers.	%	Landes- energiever- brauch 10 ⁶ tSKE	Verbrauch V-Raum 10 ⁶ tSKE	%	Landes- bevölkerung 10 ⁶ Pers.	Bevölkerung V-Raum 10 ⁶ Pers.	%	Landes- energiever- brauch 10 ⁶ tSKE	Verbrauch V-Raum 10 ⁶ tSKE	%
NRW	17,3	10,36	63,8	31,8	21,5	67	16,82	10,76	63,9	93,67	62,71	66,6
Niedersachsen	9,5	3,73	39,3	14,2	7,001	49	9,45	4,92	52	42,1	27,69	65,7
Bremen - Hamburg	2,94	0,48	19,6	3,2	0,95	29	3,68	1,53	41,5	12,01	9,08	75,6
Schleswig-Holstein	3,65	1,05	29	3,44	1,14	33	3,63	1,74	47,9	10,32	5,66	54,8
Rheinland-Pfalz	1,11	0,43	39	1,30	0,53	41	0,99	0,65	65,6	3,47	2,4	69
Saarland	5,38	1,92	35,6	6,81	2,71	40	5,72	3,4	59,4	21,72	14,39	66,2
Hessen	9,05	3,34	37,9	10,86	4,27	39	8,89	4,1	46,1	32,04	15,72	49
Baden-Württemberg	10,69	2,75	25,7	14,0	3,5	25	11,41	3,82	33,4	44,82	14,53	32,3
Bayern												
GESAMT	59,45	24,6	41,4	85,7	41,6	48,6	60,9	30,92	50,7	260,15	152,23	50,4

* Verdichtungsraum

TABELLE 62
PROGNOSE: ENERGIEVERBRAUCH VON HAUSHALT UND GEWERBE

Der Energieverbrauch im Bereich Haushalt und Gewerbe verdreifacht sich nach den eingangs gezeigten Prognosewerten. Da eine Proportionalität zwischen der Bevölkerungsstärke und dem Energieverbrauch besteht, kann auch die räumliche Verteilung des kommenden Energiebedarfs dieser Verbrauchergruppe nach der zukünftigen Bevölkerungsverteilung bestimmt werden.

$$E_{2000} = E_{1970} \cdot K \cdot \frac{B_{2000}}{B_{1970}}$$

E Energieverbrauch
K Zunahme des Energieverbrauchs
(3,5 %/Jahr, 30 Jahre)
B Bevölkerungsanteil einer Region

Nach dieser Rechnung wird im Jahre 2000 durch Haushalt und Gewerbe 58,4 % des gesamten Energiebedarfs dieser Verbrauchergruppe in Verdichtungsräumen zu ver-

zeichnen sein. Berücksichtigt man die Randzonen, die diese Räume unmittelbar umgeben, steigt dieser Wert noch um ca. 10 %, wie sich am Beispiel des Rhein-Main-, des Neckar-Franken- und des nördlichen Ruhrgebietrandes nachweisen läßt.

6.2 Die Industrie

	Verbrauch Bundesland 10 ⁶ tSKE	Anteil am Gesamtverbrauch %	Anteil des Ver- dichtungsraumes %	
N R W	73	57	53	72
Niedersachsen,				
Bremen - Hamburg	13	10,3	9	69,2
Schleswig-Holstein	3,3	2,9	1,1	35
Rheinland-Pfalz	4,3	3,8	3,3	76
Saarland	7,5	5,9	7,2	96
Hessen	6,3	5,3	4,9	777
Baden-Württemberg	8,5	6,7	3,7	43
Bayern	8,7	6,9	2,0	23
GESAMT	126	100	85	67

TABELLE 63
INDUSTRIEVERBRÄUCHE DER LÄNDER
UND DER ANTEILIGE VERBRAUCH IN VERDICHTUNGSRÄUMEN (1970)

auf 230 Mio tSKE im Vergleich zu 126 Mio tSKE im Jahre 1970. Von den 126 Mio tSKE wurden 85 Mio tSKE, das entspricht einem Anteil von 67 %, in Verdichtungs-räumen verbraucht. Am Gesamtverbrauch der Energie ist Nordrhein-Westfalen mit mehr als der Hälfte beteiligt. Hiervon werden wiederum 70 % im Verdichtungs-raum Rhein-Ruhr verbraucht.

Diese Strukturierung ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, daß der größte Teil der eisenschaffenden Industrie als größter Energieverbraucher in NRW beheimatet ist. Die gesamte Endenergie wird derzeit zu mehr als 50 % durch die eisenschaffende und eisenverarbeitende sowie durch die chemische Industrie verbraucht.

Der Zuwachs des Energieverbrauchs der Industrie einschließlich des Verbrauchs der Industriekraftwerke lag im Mittel für die letzten 10 Jahre mit 3,1 %/a unter dem Zuwachs von 6,4 %/a des Endenergieverbrauches der Haushalte. Unter Beibehaltung dieser Steigerungsrate beläuft sich der Gesamtverbrauch im Jahre 2000

Steine, Erden	11,4 %
Eisenschaffende Industrie	34,5 %
Chemische Industrie	16,4 %
Übrige Grundstoffindustrie einschl. Nichtkohlenbergbau	11,2 %
Investitionsgüterindustrie	11,0 %
Verbrauchsgüterindustrie	9,2 %
Nahrungs- und Genußmittelindustrie	6,2 %

TABELLE 64
ANTEILE DER INDUSTRIEGRUPPEN
AM ENERGIEVERBRAUCH
(WERTE 1970)

Die zukünftige Entwicklung dieser Industriezweige ist für den regionalen Energieverbrauch von ausschlaggebender Bedeutung. Von daher werden diese Bereiche gesondert untersucht.

6.2.1 Eisenschaffende Industrie

Die bisherigen Standorte der Eisenschaffenden Industrie sind durch die Kohle bestimmt. Durch mögliche Verfahrensumstellungen (Direktreduktion) und der Einfuhrmöglichkeit günstiger Importkohle (amerikanische Kohle: 68 DM/t, deutsche Kohle: 100-120 DM/t) sind Standortänderungen möglich. Es muß das Optimum zwischen Rohstoff und Absatzorientierung gefunden werden, was letztlich ein Transportproblem darstellt. Die natürlich gewachsenen Agglomerationsvorteile der bisherigen Standorte für die Eisenschaffende Industrie und die Lage des Absatzmarktes für Fertigprodukte werden jedoch auch weiterhin mit standortbestimmend bleiben.

Für das Modell einer Wasserstoffversorgung wird angenommen, daß im Bereich der Eisenschaffenden Industrie der bisherige Kokseinsatz durch Wasserstoff substituiert wird.

Zur Stahlherstellung werden bisher 5,78 Gcal/t in Form von Koks, Brennstoff und sonstiger Energie benötigt, bei der Direktreduktion rund 3,5 Gcal/t. Die Energieeinsparung von 40 % muß bei der zukünftigen Energiebedarfsdeckung mit berücksichtigt werden, da die Energiestatistik Reduktionsmittel und Brennstoff nicht voneinander trennt.

Rohstahlerzeugung	1971		1972		1985		2000	
	1.000 t	%	1.000 t	%	1.000 t	%	1.000 t	%
N R W	27498	68,2	29145	66,7	32000	56	36210	51
Schleswig-Holstein	6750	16,3	7478	17,1	15000	27,5	22700	32
Niedersachsen								
Bremen, Hamburg								
Hessen	533	1,3	666	1,5	1334	2,8	2840	4
Rheinland-Pfalz								
Baden-Württemberg	1263	3,1	1418	3,2	2378	4,1	426	6
Saarland	4449	11,0	1998	11,4	5568	9,6	1970	7

TABELLE 65
DIE STANDORTE DER EISENHÜTTENINDUSTRIE

Es zeichnet sich ab, daß ein Teil der Eisenverhüttung sich an die Küste verlagern wird. Es handelt sich vornehmlich um die exportorientierten Branchenteile. Die kontinentale Versorgung wird weiterhin im wesentlichen durch das Ruhr-

gebiet erfolgen, da die weiterverarbeitende Industrie dort ansässig ist. Kleinere Werke werden sich nach dem Korffschen Vorbild direkt verbrauchernah ansiedeln, so daß verstärkt eine Stahlherstellung in den hochindustrialisierten südwestlichen Räumen erfolgen wird.

Die regionale Aufteilung wird gemäß der jetzigen Entwicklung für das Jahr 2000 so abgeschätzt, daß der Anteil der Küstenstandorte an der Stahlerzeugung wächst, während im Ruhrgebiet und im Saarland rückläufige Entwicklungen auftreten.

6.2.2 Chemieindustrie

Die Entwicklung der Chemieindustrie hat wesentlich infolge von Agglomerationserscheinungen zur Bildung von Verdichtungsräumen beigetragen. Als Beispiele seien Ludwigshafen, Hoechst, Köln-Leverkusen oder Marl genannt. Alle Chemiebetriebe haben ihren Standort innerhalb von Verdichtungsräumen. Hinzu kommen noch die Raffinerien, die als Zulieferer von Chemiebetrieben in deren Nähe erbaut werden, oder aber als Treibstoff und Heizölraffinerien verbrauchernah erstellt werden. 1972 waren lediglich 13,8 % der Raffineriekapazität außerhalb der definierten Verdichtungsräume installiert.

Die Raffinerien sowie die Hersteller petrochemischer Vorprodukte sind, wie im vorangegangenen Kapitel erläutert, zukünftig weniger Verbraucher für energetisch verwendbaren Wasserstoff, sondern je nach Strategie wird dort Wasserstoff zum Entschwefeln oder zur Produktverarbeitung in leichtere Komponenten eingesetzt. Es wird angenommen, daß die energieintensiven Crackprozesse zum Betrachtungszeitraum durch hochtemperaturige Wärme versorgt werden, wobei gleichzeitig das restliche Dampfnetz mitversorgt wird.

Das gleiche gilt für die nicht mineralölverarbeitende Chemie, deren zukünftiger Energiebedarf aus der Entwicklung der zu erwartenden Produktion ermittelt werden kann. Die Korrelation dieser beiden Größen muß durch das Absinken des spezifischen

	10 ⁶ tSKE 1970	%	10 ⁶ tSKE 1985	%	10 ⁶ tSKE 2000	%
Rhein - Ruhr	8,4	51,03	12,39	49	7,52	48
Ludwigshafen	3,6	21,8	5,56	22	7,66	21
Mannheim	1,4	8,5	2,32	9,2	3,28	9
Rhein - Main						
München	1,3	7,8	1,39	5,5	2,0	5,5
Ingolstadt	0,31	1,8	0,98	3,9	1,56	4,3
Neckar - Franken	1,45	8,8	27,93	10,4	4,16	17,2
Sonstige						
	16,46	100	25,3	100	36,56	

TABELLE 66
ENERGIEVERBRAUCH IN DER CHEMIE
UND DESSEN RÄUMLICHE AUFTeilUNG

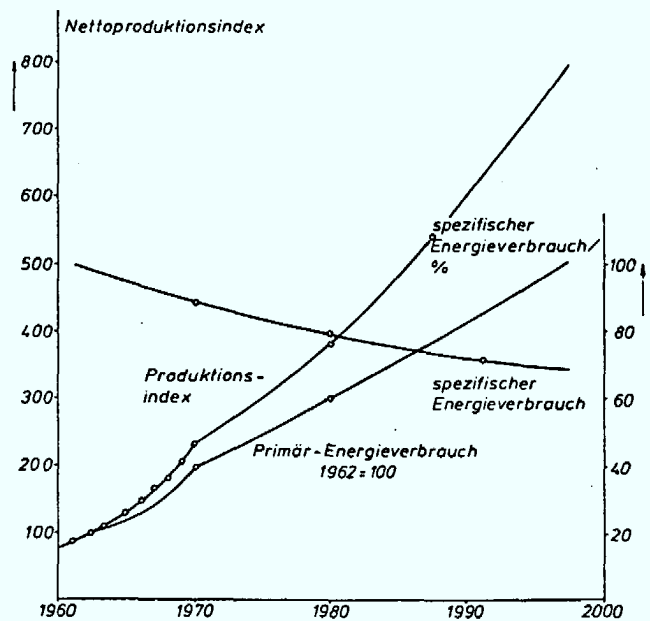


Abb. 126: PRODUKTIONS- UND ENERGIEVERBRAUCHSENTWICKLUNG
IN DER CHEMISCHEN INDUSTRIE

Energieverbrauchs (Abb. 126) korrigiert werden. Ohne Mineralölverarbeitung betrug der energetische Verbrauch 20,6 Mio tSKE (1970). Unter Berücksichtigung

des rückläufigen spezifischen Energieverbrauchs und der bisherigen Entwicklung in der Chemieindustrie wird der Gesamtverbrauch auf $56 \cdot 10^6$ Mio tSKE im Jahre 2000 angenommen.

6.2.3 Weiterverarbeitende Industrie

Die Höhe des Endenergieverbrauchs der gesamten Industrie ist aus der Prognose (Abb. 3) zu entnehmen. Die räumliche Verteilung wurde in Kapitel 1 bestimmt. Diese Verteilung ändert sich aufgrund der Bevölkerungsverlagerung. Es wird angenommen, daß sich der Industrieverbrauch analog zur räumlich veränderten Bevölkerungsstruktur verhält.

Die Aufteilung der restlichen Industrie wird unter Abzug der eisenschaffenden, der chemischen Industrie sowie der Verbräuche in den Umwandlungssektoren vorgenommen (Tab. 67).

Man erkennt, daß fast 30 % der eingesetzten Energie im Industriebereich durch Umwandlungsverluste verlorengehen. Dadurch, daß Raffinerien und industrielle Stromerzeuger zum größten Teil in Verdichtungsräumen installiert sind, liegt der Energieverbrauchsanteil dieser Räume bei 67,5 % des gesamten Energieverbrauchs. Zieht man diese Anteile ab, sinkt der industrielle Industrieverbrauchsanteil der Verdichtungsräume auf 46,5 % ab.

Für das Jahr 2000 ergibt sich ein Endenergieverbrauch für die Industrie unter Abzug der chemischen und Eisenhüttenindustrie von $148 \cdot 10^6$ tSKE, der zu 46,5 % in Verdichtungsräumen verbraucht wird.

6.3 Der Elektrizitätsanteil

Das Potential für eine Versorgung mit der Endenergie Wasserstoff erstreckt sich auf die Heizungsversorgung der Haushalte und dem Einsatz in der verarbeitenden Industrie, soweit die Anlagengröße und der Energieverbrauch nicht den direkten Einsatz von Hochtemperaturreaktoren sinnvoll erscheinen lassen.

Das Potential wird im Bereich der Haushaltswärmeversorgung durch den Nachtstromeinsatz eingeschränkt. Um in Zukunft eine kostengünstige Stromherstellung durch große, mit hohen Benutzungsstunden betriebene Anlagen sicherstellen zu können, wird man unter Berücksichtigung der Netzkapazität bestrebt sein, das "Nachtal" der Elektrizitätsnachfrage auszufüllen.

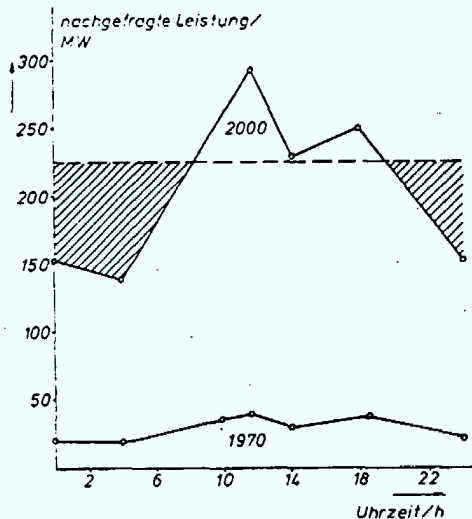


Abb. 127: Die Extrapolation einer Tageslastkurve (1970 auf das Jahr 2000)

Eine Extrapolation von Lastverläufen läßt erkennen, daß ca. 15 % des erzeugten Stromes als Nachtstrom zur Speicherheizung verwendet werden können. Hierbei muß berücksichtigt werden, daß der Pumpspeicheranteil verschwindend gering wird und die durchschnittliche Nutzungstundenzahl der Kraftwerke auf 6000 h/a wächst.

Der Anteil der Nachtspeicherheizung wird zur Jahrhundertwende einen Anteil von 10 % an der Heizwärmeversorgung von Haushalt und Kleinverbrauch haben.

Der gesamte Anteil der Elektrizität an der Endenergieversorgung beträgt voraussichtlich für diesen Zeitpunkt:

Haushalt, Kleinverbraucher	25 %,
Industrie	20 %,
Verkehr	8 %.

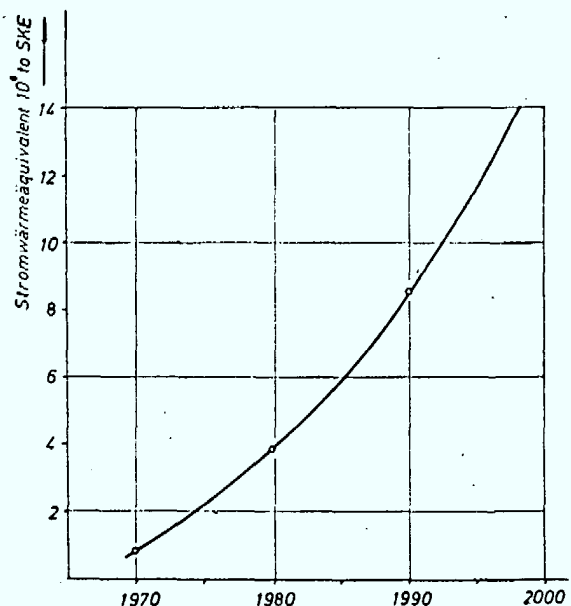
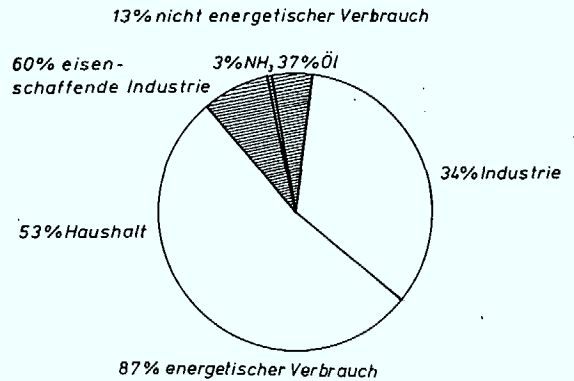


Abb. 128: Möglicher Anteil von Nachtstrom an der Heizwärmeversorgung

6.4 Das mögliche Potential für Wasserstoff

Das Einsatzpotential einer möglichen Wasserstoffversorgung soll für das Jahr 2000 angegeben werden. Unter Berücksichtigung des Elektrizitätsanteils werden 313 Mio tSKE zur energetischen Nutzung benötigt, davon 53 % in Verdichtungsräumen. Dies entspricht einem Wasserstoffäquivalent von $849 \cdot 10^9 \text{ Nm}^3/\text{a}$. Bei der Bestimmung des nichtenergetischen Bedarfs wird die Strategie zugrunde gelegt, daß Mineralöl nur noch zu Treibstofffraktionen umgesetzt wird.



Energetischer Bedarf ohne Elektrizität					Nicht energetischer Bedarf						
	Haushalt und Gewerbe 10 ⁶ tSKE	Industrie ohne Eisen- verhüttung 10 ⁶ tSKE	Haushalt Gewerbe Industrie 10 ⁶ tSKE	Anteil des Verdichtungs- raumes %	H ₂ Bedarf 10 ⁹ Nm ³	Eisen- schaffende Industrie 10 ⁹ Nm ³	Ammoniak 10 ⁹ Nm ³	Mineral- öl- Industrie 10 ⁹ Nm ³	Summe 10 ⁹ Nm ³	Gesamter Bedarf 10 ⁹ Nm ³	%
N R W	69,75	56,2	125,95		341	38	4,2	14	56,2	397,2	40,6
Verd.-Raum *	47,03	24,8	71,83	57,4	196	38	4,2	14	56,2	252,2	
Niedersachsen	31,57	10,26	41,83		113	23,5		10	33,5	146,5	15
Bremen, Hamburg	20,76	4,31	25,07	61,1	69,23			10	10	79,23	
Verd.-Raum											
Schleswig-Holstein	9,00	6,28	15,28		41,45					41,45	4,2
Verd.-Raum	6,81	2,45	9,26	59,2	24,45					24,45	
Rheinland-Pfalz	7,74	3,48	11,22		30,44		2,1	8	10,1	40,54	4,1
Verd.-Raum	4,24	1,617	5,85	52,2	15,82		2,1	8	10,1	26,92	
Saarland	2,6	13,59	16,19		43,92	5,24			5,24	49,16	5
Verd.-Raum	1,8	10,09	11,89	73,4	32,06	5,24			5,24	37,30	
Hessen	16,27	8,24	24,51		66,5	2,9			10,9	77,4	7,9
Verd.-Raum	10,79	6,51	17,30	76,6	46,94			8	8	54,94	
Baden-Württemberg	24	9,22	23,22		63	4,49		8	12,49	75,49	7,7
Verd.-Raum	11,79	2,77	14,56	62,7	39,06	4,49			4,49	43,55	
Bayern	33,61	11,23	44,84		126,6			8	8	128,6	13,1
Verd.-Raum	10,9	3,1	14,06	31,3	37,4			8	8	45,4	
SUMME	195	118	313,75		849	74,13	6,3	48	128,43	977,43	
SUMME Verd.-Raum	114	55	169,16	53	450	47,73	6,3	48	102,03	552,03	56,4

*Verdichtungsraum

TABELLE 63: MÖGLICHER WASSERSTOFFEINSATZ (1 tSKE = 2712 Nm³ H₂)
BEZUGSJAHR 2000

Die räumliche Verteilung zeigt, daß wiederum 56,4 % des zu verteilenden Gases in Verdichtungsräumen verbraucht wird. Insgesamt benötigt NRW über 40 % des nachgefragten Brenn- und Rohstoffes (Abb. 130).

6.5 Der Aufbau eines Transportnetzes

Die bisherige Gasversorgung ist ihrer Struktur nach darauf ausgerichtet, Verdichtungsräume zu versorgen. Wie eingangs gezeigt wurde, werden annähernd 75 % des verteilten Gases innerhalb von Verdichtungszone verbraucht. Der restliche Anteil wird in Kraftwerken nahe der deutsch-niederländischen Grenze verstromt. Dementsprechend ist der Aufbau des Verteilernetzes für Natur- und Ferngas. Das Kokereigasnetz versorgte

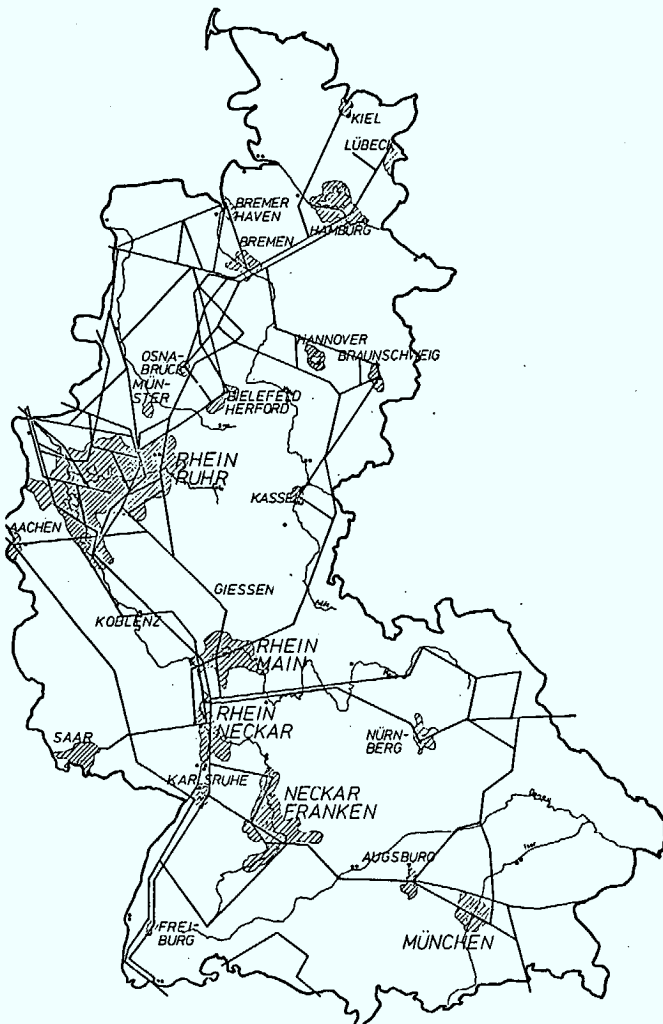


ABB.131 DER AUFBAU DES DERZEITIGEN GASNETZES 11631

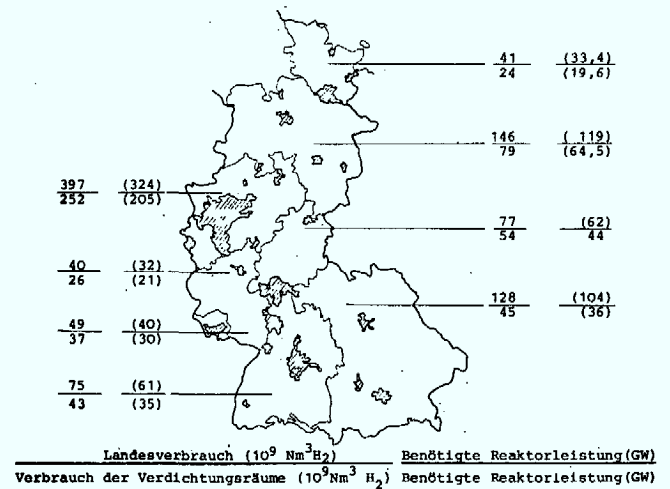


ABB. 130: WASSERSTOFFPOTENTIAL FÜR DAS JAHR 2000 (10^9 Nm^3)

ausgehend vom Ruhrgebiet den Raum Hannover und Salzgitter sowie die Rheinschiene, Nordbayern und München. Das eigentliche Transportnetz für Naturgas entwickelte sich ab 1959-60 und beliefert ebenfalls ausgehend von den Gasquellen im norddeutschen, süddeutschen Raum und den Niederlanden im wesentlichen die Verbraucherschwerpunkte. Durch die zusätzliche Lieferung von Gas aus der UdSSR wird das Transportsystem im bayrischen Raum stärker ausgebaut.

Eine Wasserstoffversorgung wird, wenn sie vornehmlich die Verbraucherschwerpunkte beliefert und damit über 55 % der gesamten Endenergienachfrage der BRD abdeckt, ungefähr den gleichen Aufbau im Bereich der Fernverteilung besitzen. Den Verbraucherschwerpunkten werden Kraftwerksparks zugeordnet werden müs-

sen, in denen die Gas- und Elektrizitätserzeugung und die Wiederaufarbeitungen der Brennstoffe vereinigt sind. Dem Netz der Fernverteilung kommt dann nach dem Vorbild der Elektrizität die Aufgabe eines übergeordneten Verbundnetzes zu, das hauptsächlich durch den möglichen Ausgleich zwischen den Zentren, einen Teil der Reservehaltung ersetzt. Aufgrund der niedrigen Transportkosten von Gas können die Kraftwerkskomplexe in hinreichender Entfernung von Verbrauchszentren angeordnet werden.

Die Hauptinvestitionen für eine Wasserstoffverteilung sind in der Errichtung von neuen Nahverteilernetzen zu sehen, da die bisher verlegten Rohre aus duktilem Gußeisen (Magnesiumzusatz zur Festigkeitserhöhung) mit gestopften Rohrverbindungen aus Dichtigkeitsgründen für einen Wasserstofftransport nicht geeignet erscheinen. Ein Ersatz durch kathodisch geschützte Stahlrohrleitungen erfordert nach dem jetzigen Stand ein Auswechseln von 77.000 km Nahverteilung. Bewertet man den gewechselten Kilometer mit einem Kostenaufwand von DM 200.000 so ist eine Summe von $15,4 \cdot 10^9$ DM aufzubringen. Das zugehörige Hochdrucknetz für die Anschlüsse an die Kraftwerksparks kann auf 5.000 km Länge abgeschätzt werden. Da es sich hierbei um Großrohre (Durchmesser 2 - 2,5 m) handelt, wird ein Kilometerpreis von $3 \cdot 10^6$ DM angenommen, so daß hierfür weitere $15 \cdot 10^9$ DM zu investieren sind.

Diese Investitionen bewegen sich in einem bisher üblichen Rahmen. Die öffentliche Gaswirtschaft investierte in den Jahren 1960 bis 1971 annähernd $8 \cdot 10^9$ DM, die Elektrizitätswirtschaft im gleichen Zeitraum $32 \cdot 10^9$ DM in Verteilernetze. Die Investitionen der Gaswirtschaft dienten in erster Linie zum Aufbau eines Naturgasverteilernetzes. Geht man davon aus, daß aufgrund der endlichen Kapazität im Bau von Gaserzeugungsanlagen und der dazugehörigen Verteilernetze ein Aufbau einen Zeitraum von 2-3 Jahrzehnten in Anspruch nimmt, dann erreichen die jährlichen Investitionen für die Verteilung nicht die Höhe, die die Elektrizitätsverteilung derzeit erfordert.

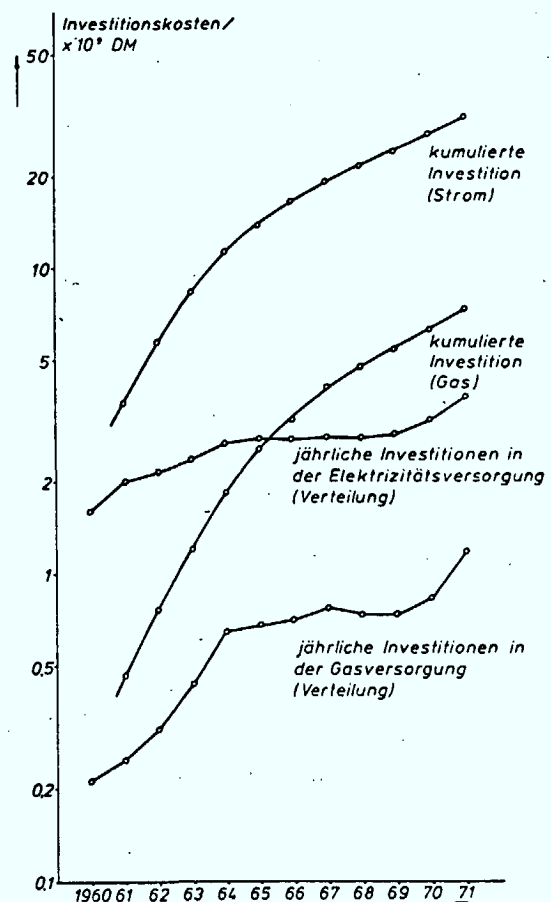


Abb. 132: Die Investitionen der Energieverteilung

ZUSAMMENFASSUNG

Ausgehend von einer lokalen Erfassung des Energieverbrauches ist zu erkennen, daß auf 6,3 % der Fläche des Bundesgebietes 60 % der nachgefragten Energie zu Heiz- und Feuerungszwecken verbraucht werden. Auf dieser Fläche wird auch annähernd der gleiche Prozentsatz an Schadstoffen emittiert.

Naturgas als sauberer Energieträger ist mengenmäßig limitiert und wird nur kurzfristig einen Anteil von 15 % an der Energieversorgung bestreiten können. Elektrizität zu Heizzwecken ist teuer in der Herstellung und Verteilung. Lediglich der Ausgleich des Nachttales kann zur Heizwärmeversorgung herangezogen werden. Die hohen Kosten der Elektrizitätsfortleitung zwingen zum verbrauchernahen Kraftwerkszubau. Die Abwärme wird bei den zu erwartenden Zubaugrößen zu einer starken Beeinflussung der Umwelt führen.

Es ist daher notwendig, den Elektrizitätsverbrauch ausschließlich auf den nicht substituierbaren Bereich zu beschränken und anzustreben, den Energiemarkt, der derzeit zu 85 % ein Wärmemarkt ist, mit sauberen, energetisch günstiger erzeugbaren Endenergien zu versorgen. Wasserstoff, erzeugt durch die thermische Wasserspaltung, ist als Endenergieträger geeignet, hochtemperaturige Kernwärme verteilbar zu machen.

Im Vergleich zu den auf Kohlenstoff basierenden Endenergieträgern verbrennt Wasserstoff bei kleinen bis mittleren Flammen auch mit Luft als Oxidator ohne jede Schadstoffentwicklung.

Insbesondere die durch zunehmende Verbrennung von fossilen Energieträgern entstehenden Probleme der Anreicherung der Atmosphäre durch CO_2 und die damit zu befürchtenden Änderungen im Wärmehaushalt der Erde werden durch Einsatz von Wasserstoff umgangen.

Obwohl Wasserstoff nur ein Drittel des Heizwertes von Methan besitzt, verhält er sich aufgrund seiner geringen Wichte bei gasförmiger Fortleitung ähnlich dem Methan. Durch gleiche Rohrquerschnitte wird annähernd bei derselben Druckstufe das gleiche Heizwertäquivalent übertragen. Diffusionserscheinungen und Materialversprödungen treten unter normalen Transportbedingungen nicht auf.

Ein Vergleich mit der Elektrizitätsfortleitung zeigt, daß besonders bei hohen Transportleistungen die Gasverteilung um den Faktor 4 günstiger ist, so daß Standortprobleme aufgrund von Transportkosten entfallen.

Infolge des geringen Heizwertes von Wasserstoff ist bei einem Netzaufbau durch hinreichende Rohrdimensionierung darauf zu achten, daß Zwischenverdichtungen umgangen werden und daß durch das Rohrsystem gleichzeitig ein Teil der Spitzenlastversorgung übernommen werden kann.

Aufgrund des hohen Diffusionsvermögens sind Naturspeicher zur jahreszeitlichen Speicherung nur bei besonderer Ausbildung der Deckgesteine zu benutzen. Statt einer Verflüssigung ist zur Lagerung die Umsetzung in Ammoniak mit später nachfolgender Zerlegung vorzuziehen, da die Kosten nur etwa die Hälfte betragen.

Die Nahverteilung von Wasserstoff erfordert aus Dichtigkeits- und Sicherheitsgründen andere Rohrabdichtungen bzw. den Übergang zu geschweißten, katodisch geschützten Rohrsystemen.

Auch im Bereich der Nahverteilung zeigt sich für hohe Leistungsdichten, daß die Verteilungskosten bei einer leitungsgebundenen Energieversorgung in Form von Gas um das Doppelte niedriger sind als die einer Elektrizitätsversorgung zu Heizzwecken.

Ein Gefahrenmoment, das bei unkontrolliertem Ausströmen von Wasserstoff infolge seiner weiten Entflammbarkeitsgrenzen und der geringen benötigten Zündenergie auftritt, wird durch die hohe Diffusionsgeschwindigkeit, die kaum zündfähige Gemische entstehen läßt, kompensiert.

Brenntechnisch erfordert reiner Wasserstoff rückschlagstabile Brenner oder aber katalytische Brenner, die heute schon bei Naturgas eingesetzt werden.

Mischungen mit Methan, wie sie in einer längeren Übergangsphase von einer Methan- zu einer Wasserstoffversorgung möglich sind, stellen die bekannten Stadt- und Ferngase mit Wasserstoffgehalten bis 60 % dar. Mit Allgasbrennern kann vermieden werden, daß ein häufiger Wechsel der Gasbrenner bei sich ändernder Gaszusammensetzung vorgenommen werden muß.

Infolge der hohen Teuerungsraten der fossilen Energieträger wird auch eine Wasserstofferzeugung auf der Basis der thermischen Wasserspaltung für chemische Einsatzzwecke interessant. Dies gilt besonders für die Bereiche der Ammoniakerzeugung, der Eisendirektreduktion sowie der Produktveredlung innerhalb des Raffineriebereiches.

Die Behandlung der ingenieurtechnischen Probleme bei der Verteilung und Verwendung von Wasserstoff als Endenergieträger zeigen, daß entsprechend den physikalischen und chemischen Eigenschaften des Wasserstoffs je nach Anwendungsbereich geeignete Techniken möglich sind, die eine sichere Nutzung von Wasserstoff gewährleisten.

LITERATURVERZEICHNIS

- /1/ MANDEL, H.:
Strukturen der nuklearen Stromerzeugung in den 70er und 80er Jahren.
Atomwirtschaft, Januar 1973.
- /2/ LIEBRUCKS, M., KUMMER, H.:
Eine langfristige Projektion des Energieverbrauchs in der BRD.
DIW Vierteljahresheft 1970-3.
- /3/ BUCH, A.:
Planung und Standortwahl von Kraftwerken.
Krauskopf, Mainz 1973.
- /4/ Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln:
Der Energieverbrauch der Haushalte in der BRD.
Luxemburg 1967.
- /5/ ESSO AG.:
ESSO-Studie 1972.
- /6/ KRATZMÜLLER, E., FISCHER, K.D.:
Die Struktur des industriellen Energieverbrauchs in der BRD - bisherige
und zukünftige Entwicklungstendenzen.
BWK 23 (1971) Nr. 6.
- /7/ Akademie für Raumordnung:
Handwörterbuch der Raumforschung und Raumordnung.
Hannover 1970.
- /8/ Statistisches Jahrbuch 1973 der BRD.
Stuttgart und Mainz 1973.
- /9/ Statistische Jahrbücher der einzelnen Bundesländer 1971 - 1972.
- /10/ Statistisches Jahrbuch deutscher Gemeinden.
Deutscher Städtetag, 59. Jahrgang, 1972.
- /11/ Statistische Berichte des Landes NRW:
Die Industrie in den kreisfreien Städten und Kreisen von NRW.
Düsseldorf 1971.
- /12/ Statistische Berichte des Statistischen Landesamtes NRW:
Die Industrie in NRW 1971, Landesergebnisse, Düsseldorf 1972.
- /13/ Beiträge zur Statistik des Landes NRW. Die Industrie in NRW 1970.
Stat. Landesamt NRW, Düsseldorf 1972.
- /14/ Landesentwicklungsplan des Landes NRW.
Stat. Landesamt NRW, Düsseldorf 1971.

- /15/ Minister für Arbeit, Gesundheit, Soziales des Landes NRW:
Reine Luft für morgen, Utopie und Wirklichkeit.
Düsseldorf, 1972.
- /16/ Fachstatistische Veröffentlichungen des Landes Hessen:
Industrie E I - F I/S Vorauswertung.
Wiesbaden 1971.
- /17/ Fachreihe Staat und Wirtschaft in Hessen:
Hessische Kreiszahlen.
Wiesbaden, 3. Aufl. 1967.
- /18/ URS DOLINSKI:
Die regionalen Entwicklungstendenzen des Energieverbrauchs in Hessen
und seinen 5 Planungsregionen bis 1985.
Untersuchung im Auftrage des Hessischen Ministers.
D I W
- /19/ Großer Hessenplan, Landesentwicklungsplan.
Wiesbaden 1970.
- /20/ Der Minister für Wirtschaft und Technik:
Energieversorgung in Hessen.
Wiesbaden 1970.
- /21/ Wirtschaftsministerium Baden-Württemberg:
Energieprogramm für Baden-Württemberg.
Stuttgart 1972.
- /22/ D I W :
Die regionalen Entwicklungstendenzen des Energieverbrauchs in Baden-
Württemberg (im Auftrag des Wirtschaftsministeriums).
- /23/ Gemeindestatistik Baden-Württemberg. Schriftenreihe Statistik.
Stat. Landesamt Baden-Württemberg.
- /24/ D I W :
Die regionalen Entwicklungstendenzen des Energieverbrauchs in Bayern.
Im Auftrage des bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft und Ver-
kehr.
Stat. Berichte des Bayerischen Statistischen Landes
/25/ Stat. Berichte des Bayerischen Statistischen Landesamtes:
Die industriellen und bergbaulichen Unternehmen in Bayern
(Ergebnisse des Industriezensus 1968).
Ergebnisse der Gebäude- und Wohnungszählung 1968.
- /26/ Stat. Monatshefte des Stat. Landesamtes Rheinland-Pfalz:
Struktur und Entwicklung der Industrie in den Kreisfreien Städten und
Landkreisen bis 1969. Branchenstruktur und Standorte der Industrie 1970/71.
Stat. Berichte: Die Industrie der Verwaltungsbezirke.
- /27/ Stat. Monatshefte für Niedersachsen 1970/71:
Niedersächsisches Landesverwaltungsamt, Stat. Berichte.
Die Industriellen Unternehmen in Niedersachsen.

- /28/ ISBARY, G.:
Regionale Probleme der Raumordnung, gezeigt am Beispiel des Landkreises
Saarbrücken.
Bad Godesberg 1963.
- /29/ ISENBERG, G.:
Künftige Entwicklung der Existenzgrundlagen des Saarlandes und räumliche
Konsequenzen.
Entwurf - Tübingen 1967.
- /30/ Stat. Landesamt Bremen:
Stat. Mitteilungen für die Städte Bremen und Bremerhaven.
- /31/ Statistik des Hamburgischen Staates:
Regionalstatistische Daten für das Hamburger Umland.
Hamburgs Industrie.
- /32/ Stat. Landesamt Schleswig-Holstein:
Berichterstattung Industrie, Handwerk, Energiewirtschaft.
Kiel 1972.
- /33/ Persönliche Mitteilungen der Statistischen Landesämter.
- /34/ Bundesministerium für Wirtschaft:
Die Elektrizitätswirtschaft in der BRD.
Elektrizitätswirtschaft, Sept. 1972.
- /35/ DORA, W., MÜLLER, H.C.:
75 Jahre Stromversorgung Dortmund. Rückschau und Ausblick.
Elektrizitätswirtschaft (1973) Heft 14.
- /36/ SASSIN, W.:
Aspekte der elektrischen Hochenergieübertragung und deren Einfluß auf
die Umwelt.
JÜL-886-WT, August 1972.
- /37/ Jahrbuch für Bergbau, Energie, Mineralöl und Chemie.
Essen 1971.
- /38/ KOLAR, I.:
Die Bedeutung des Erdgases für die Reinhaltung der Luft in Städten.
Wärme, Band 78, Heft 1,2.
- /39/ GEORGIE, H.W.:
Untersuchung der SO₂-Konzentrationsverteilung einer Großstadt in Abhän-
gigkeit von meteorologischen Einflußgrößen.
Bericht des Instituts für Meteorologie und Geophysik, Universität Frank-
furt Nr. 14 (1968).
- /40/ KÖHLER, A., FLECK, W.:
Konzentration gasförmiger Luftverunreinigungen in belasteten und "reinen"
Gebieten.
Staub-Reinhaltung Luft 29 (1969).
- /41/ MEINECKE, J., BONNENBERG, H.:
Umweltbelastung durch Energieerzeugung.
KFA - Institut für Reaktorentwicklung, Interner Bericht KFA-IRE-6-72.

- /42/ HOLTHAUSEN, D., GÖPNER, W., LUMPE, W.:
Die Entwicklung der Gaswirtschaft in der BRD 1971.
Das Gas- und Wasserfach, Heft 9, September 1972.
- /43/ Gas- und Wasserfach (1973) Heft 1.
- /44/ Kommission der Europäischen Gemeinschaften:
Mittelfristige Vorausschau und Orientierung für die Gasversorgung.
Brüssel, September 1972.
- /45/ PICHLER, H.:
Erdgasvorkommen in der Welt.
Das Gas- und Wasserfach Heft 11 Nov. 1972.
- /46/ Mitteilung des Verbandes der Gas- und Wasserfachleute:
Die Entwicklungstendenzen in der Erdgasversorgung in der BRD.
Frankfurt/Main, Januar 1973.
- /47/ BERGMANN, B., KRÄMER, H.:
Technischer und wirtschaftlicher Stand sowie Aussichten der Kernenergie
in der Kraftwirtschaft der BRD.
JÜL-827-HHT, Februar 1972
- /48/ KHAN, GARBER:
The International Trade in Liquefied Natural Gas.
Gas-Wärme-International, Nr. 5 Mai 1972.
- /49/ BRECHT, C.:
Technische Entwicklung in der Gaswirtschaft.
Stahl und Eisen, Heft 16, August 1972.
- /50/ MANDEL, H.:
Wird unsere Energie knapp?
Elektrizitätswirtschaft 1973, Heft 10.
- /51/ VOSS, A.:
Ansätze zur Gesamtanalyse des Systems Mensch - Energie - Umwelt.
JÜL-982-RG, Juli 1973.
- /52/ Gemeinschaftsstudie: Institut für Reaktorentwicklung der KFA Jülich GmbH,
STEAG Essen:
Industriekernkraftwerk mit Hochtemperaturreaktor PR 500 - "OTTO-Prinzip" -
zur Erzeugung von Prozeßdampf.
JÜL-941-RG, April 1973.
- /53/ HEEK, K.H., JÜNTGEN, H., PETERS, W.:
Stand der Gaserzeugung aus Kohle durch Wasserdampfvergasung unter Nutzung
von Hochtemperaturkernreaktorwärme.
Erdöl und Kohle, Heft 12, Dezember 1973.
- /54/ HÜTTNER, R., TEGGERS, H.:
Die hydrierende Vergasung von Braunkohle mit Hilfe von Wärme aus Hoch-
temperaturreaktoren.
Braunkohle, Heft 4, April 1971.
- /55/ KUGELER, M.:
Energieprognose für die BRD unter Berücksichtigung des Einsatzes von Kern-
wärme zur Vergasung fossiler Rohstoffe.
JÜL-745-RG, März 1971.

- /56/ KUGELER, K., KUGELER, M.:
Die Energiesituation in der BRD und zukünftige Entwicklungsmöglichkeiten.
JÜL-576-RG, 1969.
- /57/ PETERS, W., SCHILLING, H.D.:
Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und zukünftige Möglichkeiten
der Veredlung und Verwendung von Steinkohle.
Chemiker-Zeitung, Juni 1973.
- /58/ A Process to make high-BTU Gas from Coal.
Bureau of Mines, Technical Progress Report - 24.
- /59/ MILLS, A.G.:
Progress in Gasification,
U.S. Bureau of Mines.
A Synthetic Pipeline Gas Symposium, 1970, Chicago, Illinois.
- /60/ KNOCHÉ, K.F., SCHUBERT, J.:
Mollier-Diagramme für die Beurteilung von Kernwärmeprozessen zur Wasser-
spaltung.
VDI-Forschungsheft 549 (1972).
- /61/ HARDY-GRENCE, C.:
Decomposition Thermique de l'Eau à Travers des Cycles Chimiques de la
Famille Fe-Cl₂.
Preprint EUR 4958 f.
- /62/ Hydrogen Production from Water Using Nuclear Heat.
Commission of the European Communities, Progress Report 1 - 3.
EUR 4776 e (1972), EUR 4955 e (1973), EUR 5059 e (1973).
- /63/ SCHUBERT, J.:
Thermische Wasserzersetzung.
Diss. RWTH Aachen, Dezember 1973.
- /64/ KNOCHÉ, K.F., SCHUBERT, J.:
Theoretische Untersuchung zur Erzeugung von Wasserstoff durch thermische
Zersetzung von Wasser in Mehrstufenprozessen.
EURATOM Nr. 045-72-7 ECID.
- /65/ SCHULTEN, R.:
Seminarvortrag RWTH Aachen 1973.
- /66/ BARNERT, H.:
Grundlagen thermochemischer Kreisprozesse.
JÜL-967-RG, Juni 1973.
- /68/ MROCHEK, J.E.:
The Economics of Hydrogen und Oxygen Production by Water Electrolysis
and Competitive Processes.
Symposium Gatlinburg, Tenn., USA, August 1968.
- /67/ KNOCHÉ, K.F.:
Beitrag zur Studie "Wasserstofftechnologie". In Vorbereitung.

- /69/ HALLET, N.C.:
Study, Cost, and System Analysis of Liquid Hydrogen Production.
Report NASA-CR-73, June 1968.
- /70/ Design Study of Hydrogen Production by Electrolysis.
ACSDS 0106643 Allis Chalmers, Milwaukee, USA.
- /71/ IAEA Market Survey for Nuclear Power in Developing Countries.
Jan. 1973, Appendix A - F.
- /72/ Plass, G.N.:
The Influence of the Combustion of Fossil Fuels on the Climate.
in: Electrochemistry of Cleaner Environments, by J. Bockris, New York -
London 1972.
- /73/ EPSTEIN, S.:
Science 168 (1970) 1570.
- /74/ MANABE, S., WETHERALD, R.T.:
J. Atm. Sci. 24 (1967) 241.
- /75/ NIEHAUS, F.:
Langzeitaspekte der Umweltbelastung durch Energieversorgung.
(Arbeitsbericht November 1973).
- /76/ BASTIAN, P.:
L'Hydrogene Dans L'Acier.
Metallurgie I-5-1958.
- /77/ LANGE, G.:
Wasserstoffgefährdung hochfester Stähle.
Radex-Rundschau 1972, Heft 3/4.
- /78/ HOFMANN, W., RAULS, W.:
Die Änderung der Verformungsfähigkeit von Stahl bei äußerer Einwirkung
von Druckwasserstoff in der Nähe der Raumtemperatur.
Sonderdruck Stahl - Eisen, Verlag Düsseldorf Nr. E 2452.
- /79/ WEBB, R.W.:
Permeation of Hydrogen through Metals.
Atomics International, Contract AT (11-1)-Gen-8 1965.
- /80/ Persönliche Mitteilungen Chemische Werke Hüls.
- /81/ ISTING, Chr.:
Stofftransport von Chemieprodukten durch Pipelines.
Erdöl, Kohle, Erdgas, Petrochemie, Januar 1970.
- /82/ HERNING, F.:
Stoffströme in Rohrleitungen.
Düsseldorf 1961.
- /83/ KNÜFER, H.:
BWK 25 (1973) Nr. 12.
- /84/ PFLAUM, W., REIHER, D.:
Auswahl und Einfluß verschiedener Arbeitsgase auf die Gasturbine mit
Kernreaktor.
Jahrbuch der Schiffbautechnischen Gesellschaft, 53. Band 1959.

- /85/ BAMMERT, K.:
Auslegung der Turbomaschinen.
Institut für Strömungsmaschinen, TH Hannover.
4. Zwischenbericht; 4.1963.
- /86/ Persönliche Mitteilungen Fa. Ruhrgas Essen.
- /87/ HOFMANN, A.:
Hochspannungsübertragung heute und morgen.
ETZ A Bd. 92 (1971) H. 12.
- /88/ Probleme des Betriebes und der Wirtschaftlichkeit von Höchstspannungs-
leitungen.
Bull. ASE 54 (1963) 12.
- /89/ DÜRING, K., HELLER, I., HOFMANN, A. u.a.:
Technische und wirtschaftliche Aspekte von Kryokabeln.
JÜL-938-TP, März 1973.
- /90/ REUTER, E.:
Untersuchung über die Kosten des Energietransportes.
Elektrizitätswirtschaft (1965) Heft 2.
- /91/ Deutsche Verbundgesellschaft:
Wirtschaftliche Gesichtspunkte für die Drehstromübertragung in der
BR Deutschland mit Spannungen über 380 kV.
Elektrizitätswirtschaft, Mai 1960.
- /92/ DÜWEL, G.:
Entwicklung der Gasabgabestruktur am Beispiel kommunaler Gasversorgung.
GWF 114 (1973) Heft 5.
- /93/ DICKMANN, E., u.a.:
Die Gasspeicherung in der BRD als Mittel einer Kostenreduktion für die
Verbraucher und als Sicherung gegen kurzfristige Versorgungsunterbre-
chungen.
GWF 114 (1973) Heft 1.
- /94/ GWF/Gas Erdgas, 110 (1969), Heft 9, S. 227.
- /95/ OERMANN, H.:
Die Speicherung von Erdgas zur Lösung des Saisonalen Spitzenproblems.
GWI 20 (1971) Heft 1.
- /96/ BERGE, H.:
Die Wirtschaftlichkeit einer LNG peak-shaving-Anlage.
GWF 114/1973/Heft 1.
- /97/ HEIKE, Th.:
Spitzengasdarbietung aus Gaswerken.
GWF 114 (1969), Heft 23.
- /98/ BRÜNING, K.:
Wirtschaftliche Gesichtspunkte bei der Einrichtung von unterirdischen
Gasspeichern.
Erdöl - Kohle - Erdgas- Petrochemie 20 (1967) Nr. 5.

- /99/ BERGE, H., POLL, J.:
Gasspeicher zur Spitzendeckung.
GWf 110 (1969) Heft 3.
- /100/ BLECHSCHMIDT, H.:
Flüssiger Wasserstoff.
Gas aktuell; Messer Griesheim, Heft 1, August 1971.
- /101/ HALLET, N.C.:
Study, Cost, and System Analysis of Liquid Hydrogen Production.
NASA CR 73, 226.
- /102/ JONES, W.:
Liquid Hydrogen as a Fuel for the Future.
Science 174 (1971) Nr. 4007.
- /103/ BARTLIT, J.R.:
Experience in Handling, Transport, and Storage of Liquid Hydrogen.
7th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference 1972 San Diego.
- /104/ BERGE, H.:
Wirtschaftlichkeit zur Erdgasverflüssigung.
Gas - Wasser - Wärme 25 (1971) Heft 7.
- /105/ LARSON, A.T.:
Ammoniak Gleichgewichtskonzentrationen.
J. Amer. Chem. Soc. 46, 371 (1924).
- /106/ Giant Ammonia Converters.
Nitrogen Nr. 75, Jan./Febr. 1972.
- /107/ Persönliche Mitteilungen der VEBA-Chemie,
Gelsenkirchen-Buer.
- /108/ SILBERRING, L.:
Energetische Probleme der Ammoniakherzeugung.
Chemie - Ingenieur - Technik 43 (1971) Nr. 12.
- /109/ MITTASCH, A.:
Zur Ammoniakzersetzung an Eisen.
Zeitschrift für Elektrochemie 34 (1928) Nr. 12.
- /110/ BURK, R.E.:
Pr. nat. Acad. Washington 14 (1928) CO₂
J. Amer. Soc. 56 (1934) 1280.
- /111/ GÜNTHER, R.:
Vorlesung Feuerungen und Dampfkessel.
TH Karlsruhe 1961.
- /112/ GÜNTHER, R.:
Technik der Gasverbrennung.
Gaskurs 1972. Engler-Bunte-Institut TH Karlsruhe.
- /113/ SCHUSTER, F.:
Grenzen der Austauschbarkeit von Brenngasen.
BWK 1960 Nr. 6.

- /114/ LEWIS, B., von ELBE, G.:
Combustion, Flames, and Explosions of Gases.
New York, Academic Press Inc. (1951).
- /115/ GRUNER, J., u.a.:
Fundamental Flash-back, Blow-off, and Yellow-tip Limits of Fuel-gas
Air Mixtures.
U.S. Bureau of Mines, Report of Investigations 5225 (1956).
- /116/ ENGELHARD INDUSTRIES:
Angaben erschienen in "Research Bulletin AGA 96".
- /117/ ANDERSON, R.B.:
Catalytic Oxidation of Methane.
Ind. and Eng. Chem. 53: 809-11, October 1961.
- /118/ Catalytic Combustion Corporation, Detroit, Michigan.
Technical Bulletin B-61.
- /119/ American Gas Association.
Research Bulletin 96.
- /120/ DE WERTH, D.:
A Study of Infra-red Energy Association by Radiant Gas Burners.
AGA Laboratories Research Bulletin 92, 1962.
- /121/ JUNG, H.:
Wirtschaftliche Bedeutung der verschiedenen Gasverlustquellen und Aufwand
für Abdichtungsmaßnahmen.
Gas- Wasserfach, 112 (1971), Nr. 11.
- /122/ ROSEN, B.:
Hydrogen Leak and Fire Detection.
NASA NAS 8-5604 1970.
- /123/ ANON:
Hydrogen Handbook Tr-60-19 AFFTC.
Arthur D. Little Co., 1960.
- /124/ GRUMER, J.:
Principles for Safe Handling of Liquid Hydrogen.
Techn. Report SNC 21 Bureau of Mines, Pittsburgh, Pa 1967.
- /125/ WINTRAUB, A.:
Control of Liquid Hydrogen Hazards at Experimental Facilities.
HASL-160 Health and Safety Laboratory, New York Operations Office AEC 1965.
- /126/ HENECK, R.:
Unterschiedlicher Investitionsbedarf für die Stromversorgung in Stadt
und Land. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 70 (1971), Heft 16.
- /127/ RHEINISCH-WESTFÄLISCHES ELEKTRIZITÄTSWERK:
Elektrizitätswirtschaft 72 (1973) Heft 13.
- /128/ MÜLLER, H.:
Entwicklung des Energiebedarfs und daraus sich ergebende Forderungen
an die Planung.
Technische Mitteilungen 86 (1973) Heft 5.
- /129/ TIMM, H.:
Wirtschaftlicher Einsatz von Ortsnetztransformatoren.
Elektrizitätswirtschaft 72 (1973) Heft 16.

- /130/ Persönliche Mitteilungen Prof. Buch.
- /131/ 93. Gasstatistik, Berichtsjahr 1971.
ZfGW Verlag, Frankfurt/Main.
- /132/ BONSE, W.:
Erdgas für kommunale Werke.
Energie und Technik 23 (1971) Heft 3.
- /133/ Persönliche Mitteilungen Stadtwerke Düsseldorf.
- /134/ HELLER, I.:
Die Kosten der Elektrizitätsverteilung im Mittel- und Niederspannungsbereich in Abhängigkeit von der Belastungsdichte bei endlicher Größe des Versorgungsgebietes.
Diplomarbeit RWTH Aachen, Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft.
- /135/ LIPKEN, H.:
Wirtschaftliche Netzformen städtischer 10 kV und 110 kV Netze.
Elektrizitätswirtschaft, Heft 22, Oktober 1972.
- /136/ HEINEMANN, H.J.:
Kabelerwärmung und Bodenaustrocknung.
F. u. G. Rundschau, Heft 54 1967.
- /137/ BURCHARD, H.J., STREICHER, H.:
Analyse der Struktur und Entwicklung des Energieverbrauchs im Sektor Haushalte in der BRD.
Brennstoff - Wärme - Kraft 23 (1971) Nr. 6.
- /138/ PICHLER, H., DRIESEN, H.:
Gasversorgung und Umweltschutz.
Gas- Wasserfach, 113 (1972), Heft 5.
- /129/ MARTINI, M.:
Vergleich der Wirtschaftlichkeit dezentraler und zentraler Raumwärmelerzeugung in Heizzentralen auf Erdgasbasis.
GWF 113 (1972) Heft 5.
- /140/ BRACHETTI, H.:
Vorplanungsfragen bei Fernheizleitungen.
GWF 113 (1972) Heft 5.
- /141/ ERCHE, M.:
Stromversorgung von Ballungszentren.
Energietechnik, 21.1.1972.
- /142/ BONSE, W.:
Erdgas für kommunale Werke.
Energie und Technik 23 (1971) Heft 3.
- /143/ LEBER, R.:
Entwicklungslinien in der Energieverteilung.
Techn. Mitteilungen AEG Telefunken 61 (1971) Heft 1.

- /144/ WERKMEISTER, H.:
Technik und Kosten der Fernwärme für Raumheizung.
Elektrizitätswirtschaft 66 (1967) Heft 18.
- /145/ KÜHNE, W.P., KOLB, G.:
Angewandte Magnethydrodynamik, Heft 9;
Berechnung der Kenngrößen von Arbeitsgasen des MHD-Verbrennungsgasgenerators.
- /146/ KÜNKLER, H.:
Seminar RWTH Aachen, Lehrstuhl für Strahlantriebe- und Turboarbeitsmaschinen.
- /147/ HAUSZ, W.:
General-Electric, Ingenieurabteilung Tempo, aufgeführt in einem Bericht von
H. BARNERT, Institut für Reaktorentwicklung, KFA Jülich, 28.8.1973.
- /148/ EICKHOFF, H.G.:
Technologische und wirtschaftliche Möglichkeiten, die sich durch den
Einsatz des Hochtemperaturreaktors für die künftige Mineralölversorgung
der BRD ergeben.
Dissertation RWTH Aachen, 1973.
- /149/ REINMUTH, E.:
Wasserstoff aus schweren Rückständen.
Erdöl - Kohle - Erdgas - Petrochemie 22 (1969) Heft 4.
- /150/ ENGELHARDT, H.:
Einsatzmöglichkeiten und Einsatzpotential von Hochtemperaturreaktoren
in der Industrie-Gruppe Chemie.
JÜL-966-RG, Juni 1973.
- /151/ FICHTNER Beratende Ingenieure GmbH:
Wirtschaftliche Aussichten von mit nuklearer Prozeßwärme erzeugtem tech-
nischem Wasserstoff.
Studie im Auftrag des BMBW, 1971.
- /152/ FEMMER, H.:
Systemtechnische Studie zur Projektplanung einer Eisenschwamm-Erzeugungs-
anlage.
Dissertation RWTH Aachen 1973.
- /153/ MANTHEY, Ch.:
Dissertation RWTH Aachen in Vorbereitung.
- /155/ LAWRENCE, P.A.:
Entschwefelung von Heizöl.
Chemie - Ingenieur - Technik 45/173/Nr. 13.
- /154/ NELSON, W.L.:
Hydrocracking.
Artikelfolge 1-28. The Oil-Gas-Journal, April 1967-April 1970.
- /156/ SCHULZ, G., HILLER, H.:
Verfahren zur Erzeugung von synthetischem Erdgas.
Erdöl - Kohle - Erdgas - Petrochemie 26 (1973) Heft 1.

- /157/ BECKERS, A.:
Erzeugung und Verwendung von Methanol.
Zwischenbericht des Kernwärmeausschusses an der RWTH Aachen.
- /158/ JÄCKH, W.:
Probleme der Hydrierung von Kohle.
Erdöl - Kohle - Erdgas - Petrochemie 23 (1970) Heft 6.
- /159/ MURRAY, R.G., SCHOEPPPEL, R.J., GRAY, C.L.:
The Hydrogen Engine in Perspective.
7th Intersociety Energy Conversion, Engineering Conference 1972, San Diego/
California, USA.
- /160/ JONES, L.W.:
Liquid Hydrogen as a Fuel for Motor Vehicles. (siehe /159/)
- /161/ WISWALL, R.H., REILLY, J.J.:
Metal-Hydrides for Energy Storage.
(siehe /159/).
- /162/ WILLIAMS, L.O.:
Hydrogen Powered Automobiles Must Use Liquid Hydrogen.
Cryogenics, Dezember 1973.
- /163/ KRUSE, J.:
Struktur und Wachstum der Energiewirtschaft.
Info Institut München, Reihe Industrie Heft 8.