

Teil B

1. Voraussetzungen und Vorgehensweise

Die Bestimmung der Einsatzpotentiale für HTR auf dem Strom- und Wärmemarkt der BRD erfolgt in mehreren Schritten. Zuerst wird das Einsatzpotential ohne Berücksichtigung der vorhandenen oder konkurrierenden Anlagen ausgewiesen (Rohpotential). Anschliessend werden die Restriktionen eines HTR-Zubaus durch den Anlagenbestand an nichtnuklearen Energiesystemen bzw. die hier fest geplanten Zubauten dargestellt. Schliesslich werden, soweit möglich, ökonomische Bedingungen des HTR-Einsatzes gegenüber anderen Strom- und Wärmebereitstellungsoptionen diskutiert und eine zusammenfassende Potentialabschätzung gegeben.

Den folgenden Analysen der Rohpotentiale im Strom- und Wärmemarkt liegt die datenmässige Beschränkung auf den Zeithorizont des Jahres 2000 zugrunde, da nur für diesen Zeitraum nennenswerte Daten und Projektionen vorliegen.

Weiterhin sind trendmässige oder prognostische Aussagen über mehr als 15 Jahre problematisch, hier sind eher Szenarien sinnvoll.

Als Basisstudien für die energiewirtschaftliche Entwicklung bis zum Jahr 2000 werden die Referenzschätzung im Rahmen der Kohlestudie des Kernforschungszentrums Karlsruhe (AFAS 1985) sowie die mittlere Variante der PROGNOSE-Studie (PROGNOS 1984) verwendet.

Beide Untersuchungen gehen von einer weitgehend trendmässigen Entwicklung der Energiemärkte aus, insbesondere werden keine verstärkten staatlichen Eingriffe zur rationellen Energieverwendung unterstellt, obwohl beide Studien auf erhebliche Sparmöglichkeiten hinweisen, deren Realisierung gefördert werden könnte.

Weiterhin wird die Einhaltung des Jahrhundertvertrags über die Kohleverstromung (drittes Verstromungsgesetz) vorausgesetzt, abweichende Annahmen oder Restriktionen für die unterstellte Einhaltung werden jeweils ausgewiesen.

Für die ökonomischen Analysen werden vornehmlich Daten zugrunde gelegt, die von der HTR-Betreiberseite oder atomenergiebefürwortenden Institutionen (z.B. IAEA, KFA Jülich) erarbeitet wurden.

Eine genauere Diskussion dieser Daten kann im Rahmen des vereinbarten Arbeitsumfang dieser Studie nicht erfolgen, da hierzu insbesondere die Ergebnisse einer kritischen Risikostudie respektive den hieraus abschätzbaren Mehrkosten beim realen Bau eines HTR zu untersuchen wären. Zu diesem Problembereich liegen selbst von atomenergiebefürwortenden Institutionen nur wenige Arbeiten vor, die - mit Ausnahme des THTR-300 - zudem bislang nur geplante Anlagen betreffen.

Weiterhin ist der Brennstoffgang des HTR, insbesondere die Endlagerung der abgebrannten Brennelemente, bislang nicht kritisch untersucht worden und mithin ggf. daraus resultierende Kostenerhöhungen, wie sie z.B. bei der LWR-Linie erforderlich wurden (FRANKE/VIEFHUES 1983), derzeit nicht angebar.

Schliesslich sind auch Aussagen über Genehmigungs- und Bauzeiten in Anbetracht der offenen Sicherheitsfragen kaum sinnvoll zu treffen.

Als weitere Einschränkung stehen die noch völlig offenen Fragen der realen Verfügbarkeiten von HTR sowie die Kostenentwicklung für weitere Systemkomponenten (He/He-Wärmetauscher, RSO, Heissgasarmaturen usw., vgl. Kapitel 3.2 im Teil A) einer detaillierteren Kostenanalyse und -kritik entgegen.

Daher wird die ökonomische Analyse eher qualitativ angelegt und stützt sich insbesondere auf Vergleiche mit konkurrierenden Stromerzeugungsoptionen wie z.B. der Importkohleverstromung.

2.0 Der potentielle Strommarkt für den HTR

Der mögliche Einsatz von HTR zur Nur-Stromerzeugung wird einerseits durch den Zu- und Ersatzbaubedarf an Grundlastanlagen bis zum Jahr 2000 (Referenzjahr) bestimmt, da der HTR wegen seiner hohen Investitionskosten nur in diesem Lastbereich bis zur Jahrtausendwende denkbare Einsatzchancen aufweist. Andererseits besteht eine Konkurrenz zum LWR, die das Potential ggf. senkt.

Sowohl PROGNOSE wie auch AFAS geben für das Jahr 2000 eine installierte AKW-Leistung von jeweils ca. 25 GW an, PROGNOSE geht dabei von einer Höchstlast von rd. 70 GW aus.

Wird wie in der Energiewirtschaft üblich ein Grundlastanteil von 50 % der Höchstlast unterstellt, sind dann etwa 35 GW Grundlastkraftwerksleistung erforderlich.

Die heute in Bau und Betrieb befindlichen AKW stellen hiervon allein rd. 23 GW Netto-Engpassleistung bereit. Werden hierzu die vorhandenen Kapazitäten der Braunkohle- und der Laufwasserkraftwerke mit rd. 12 bzw. 6 GW Nettoleistung addiert, ergibt sich mit rd. 41 GW Grundlastleistung (entspricht etwa 60 % der Höchstlast) kein Zubaupotential für AKW. Hinzuzuzählen sind weiterhin etwa 5 GW gesicherte Grundlastleistung aus der Industriewärmeübergabe, die durch die mögliche Intensivierung der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung und die damit erhöhte Eigenstromerzeugung bzw. Übergabeleistung noch um mindestens weitere 5 GW steigerbar wäre (SUTTOR 1984, SUTTOR 1986a+b).

Bei einer reinen Lastbetrachtung ist daher bis zum Jahr 2000 kein Zubaupotential für HTR erkennbar, sofern die bisher betriebenen und im Bau befindlichen AKW weiter am Netz bleiben.

Ein theoretisches Zubaupotential für den HTR ergibt sich nur, wenn

- ein Grundlastanteil über 60 % für sinnvoll gehalten
- die Industriewärmeübergabeleistung nicht berücksichtigt und
- unterstellt wird, dass die in Betrieb befindlichen AKW Obrigheim, Stade, Würgassen und Biblis A bis zum Jahr 2000 vom Netz gehen.

Die genannten AKW erreichen in der Zeit von 1994-2000 jeweils rd. 25 Betriebsjahre und sind von daher durchaus abschaltbar. Die hieraus resultierende Grundlast"lücke" von rd. 2.5 GW könnte ggf. durch HTR-Zubau gedeckt werden.

Unabhängig von dieser internen Substitution im AKW-Bereich (HTR gegen LWR) soll im folgenden auch ein Abweichen von der bisher als stromwirtschaftlich sinnvoll bezeichneten Aufteilung des Kraftwerkseinsatzes in das o.g. Lastspektrum (Erhöhung des Grundlastanteils über 50 %) zur Schaffung eines HTR-Markts überprüft werden. Hierzu erfolgt in einem zweiten Schritt der Rohpotentialerfassung nun auch die Analyse der erforderlichen Stromarbeit.

PROGNOS rechnet in der mittleren Variante mit einer Nettostromerzeugung von rd. 385 TWh (Mittelwert für 1990-95). Für das Jahr 2000 wird von einer erforderlichen Nettoerzeugung von 435 TWh ausgegangen. Weiterhin gilt bis 1995 der Jahrhundertvertrag. Die im dritten Jahrfünft (1990-1995) dort festgelegte Verstromung von rd. 43.5 Mio t SKE/a heimischer Steinkohle bedeutet eine Stromerzeugung von rd. 120 TWh/a. Hierfür sind bei einer Auslastung von 4000 h/a rund 30 GW(el) an Steinkohlekraftwerken erforderlich.

Bei einer mittleren Ausnutzung von 6.500 h/a für die installierten AKW und Beibehaltung der derzeitigen Braunkohleverstromungsmenge und Laufwasserleistung werden weitere 236 TWh (davon 143 TWh aus AKW, 78 TWh aus Braunkohle und 15 TWh Laufwasser) bereitgestellt, sodass ohne Gas- und Heizöl-Einsatz sowie ohne Industrieerzeugung bereits rd. 360 TWh ohne Zubau von Grundlastanlagen erzeugt werden können.

Diesem Erzeugungspotential stehen als erforderliche Gesamt Nettoerzeugung etwa 385 TWh (1990-95) bzw. 435 TWh (2000) gegenüber. Damit ist bei einer unterstellten Einhaltung des Jahrhundertvertrags auch unter dem Gesichtspunkt der erforderlichen Stromarbeit bis 1995 kein Einsatzpotential für zusätzliche AKW vorhanden.

Für den Zeithorizont des Jahres 2000 wäre ein Zubaupotential von etwa 2-3 GW Grundlastleistung gegeben, wenn ein prozentualer Anteil der Grundlasterzeuger von über 60 % der Höchstlast als wirtschaftlich vertretbar angesehen würde.

Schliesslich könnte entgegen unseren Annahmen eine Stromnachfrageentwicklung eintreten, die eher im Sinne der oberen Variante von PROGROS verläuft.

In diesem Fall wäre im Jahr 2000 eine Höchstlast von etwa 74 GW bei einer erforderlichen Nettorzeugung von etwa 460 TWh gegeben.

Der Mehrbedarf von rd. 25 TWh gegenüber der mittleren Variante könnte ggf. zur Hälfte durch Grundlasterzeuger bereitgestellt werden, womit ein weiteres Zubaupotential von ca. 4 GW entstünde.

Eine solche Betrachtung, ebenso wie die o.g. Abschaltung der heute betriebenen LWR, ist jedoch vor dem Hintergrund der Studienannahme, dass kein gezielter Ausstieg aus der Atomenergie politisch verfolgt wird und auch keine staatlichen Fördermassnahmen zur Stromabsatzerweiterung erfolgen, deutlich spekulativ.

Insgesamt bestehen daher selbst bei weitgehend trendmässiger Analyse erhebliche Unsicherheiten über den möglichen resp. zu erwartenden Lastzuwachs bis zum Jahr 2000.

Diese Unsicherheit spricht gegen den Zubau von grossen Grundlastblöcken mit langen Bauzeiten, da dies ein Risiko von teuren Grundlast-Ueberkapazitäten bei nicht eintretendem Lastzuwachs bedeuten würde.

Elektrizitätswirtschaftlich eher sinnvoll (innerhalb der eingangs diskutierten Rahmensetzung) wäre hier der Zubau von kleinen und mittleren Einheiten, wobei dies auch einen positiven Effekt für die notwendige Reservevorhaltung hätte. Dies würde abstrakt für den HTR-Einsatz sprechen.

Im folgenden wird geprüft, ob dies realistisch sein kann.

2.1 Die Konkurrenten des HTR

Die Grundlaststromerzeugung in der BRD soll nach allgemeiner Auffassung durch die Kraftwerke mit den geringsten Stromgestehungskosten erfolgen. Dies würde für einen Einsatz von Laufwasser- und Braunkohlekraftwerken sprechen.

Der Ausbau der Laufwasserleistung in grossen Einheiten ist aber nur noch in geringem Masse möglich, die Braunkohleverstromung wird durch die beschränkten Förderkapazitäten begrenzt. Als potentielle Grundlastanbieter gelten daher insbesondere Atomkraftwerke der LWR-Linie.

Weiterhin konkurriert der HTR neben der Strombeschaffung durch rationellere Nutzung (vgl. FEIST 1986) auch mit einer verstärkten industriellen Eigenstromerzeugung vor allem auf Kraft-Wärme-Kopplungsbasis, die wegen der hohen Jahresnutzungsstunden Grundlast anbieten kann (vgl. SUTTON 1984, SUTTON 1986a+b).

Als weiterer Konkurrent kann der Zubau von mittelgrossen oder grossen Importkohlekraftwerken an küstennahen Standorten gelten. Die günstigen Brennstoffpreise für diese Anlagen sowie der aus stromwirtschaftlichen Gründen ohnehin notwendige Bau von Kohlekraftwerken für die Mittellastdeckung können eine Strategie begründen, die wegen der unsicheren Lastentwicklung auf solche Kohlekraftwerke setzt und sie für Grundlasterzeugung auf Importkohlebasis betreibt.

Sollte sich ein nennenswerter Lastzuwachs ergeben, der einen grösseren Grundlasterzeuger (ggf. auf Atomenergiebasis) rechtfertigt, so könnten die Kohlekraftwerke dann zurückgefahren werden und entsprechend Mittellastaufgaben übernehmen.

Bei der Entscheidung von EVU über einen ggf. erforderlichen Kraftwerkszubau ist neben Fragen der technischen Verfügbarkeit und ggf. der Versorgungssicherheit insbesondere die ökonomische Seite der Zubaualternativen relevant.

2.2 HTR-Stromerzeugungskosten in mittleren und kleinen Anlagen

In der Vergangenheit wurden die Stromgestehungskosten von HTR in nachvollziehbarer Weise nur für eine hypothetische 1160 MW(el)-Anlage in der Literatur dokumentiert (KFA 1978), wenn die "historische" Analyse der KFA Jülich (KFA 1972) ausser Betracht bleibt, nach der ein 1000 MW(el)-HTR für ganze 500 DM/kW(el) zu kaufen sein sollte.

Da aber aus o.g. Gründen der HTR - wenn überhaupt - nur eine Zubauchance in mittelgrossen oder kleineren Anlagen hat, kann auf die KFA-Studien wegen der fehlenden Uebertragbarkeit nicht zurückgegriffen werden.

Beachtlich ist an diesen Arbeiten dennoch, dass sie von überproportionaler Steigerung der spezifischen Investitionskosten für kleinere HTR ausgehen - ganz im Gegensatz zur heutigen Argumentation der HTR-Befürworter.

Eine solche Arbeit - die einzige z.Zt. veröffentlichte - wurde von Seiten der HRB als Stromgestehungskostenrechnung für den projektierten HTR-500 publiziert (BAUST/WITTCHOW 1984, HRB 1985). In dieser Arbeit wird einem HTR ein Stromgestehungskostenniveau von rd. 12 Pf/kWh zugesprochen.

Diese Kosten liegen im wesentlichen deshalb knapp unter denen des konkurrierenden 1300er DWR, weil der HTR mit direkter Endlagerung, der DWR aber mit einer Entsorgung in einer deutschen WAA berechnet wurde (HRB 1985).

Als weiterer Parameter trägt der hohe Abbrand des HTR zu den errechneten Kostenvorteilen bei.

Wird unterstellt, dass ein DWR ebenfalls mit ggf. geringeren Kosten direkt endlagern kann (z.B. PAE 1984) und auch höhere Abbrände erreicht (wie z.Zt. versucht wird), so ist ein Kostenvorteil des HTR nicht gegeben.

Weiterhin sind einige Datenannahmen, so die höhere Verfügbarkeit des HTR gegenüber dem DWR und die geringere Teuerungsrate der Entsorgungskosten beim HTR (4.8 %/a gegenüber 6.2 %/a beim DWR), bislang reine Spekulation.

Die Investitionskosten haben bei Stromgestehungskostenrechnungen für HTR ein besonderes Gewicht, da sie mit über 2/3 ergebniswirksam sind. Demgegenüber gehen die Brennstoffzykluskosten nur mit rd. 20 % ein, während sie beim DWR rd. 34 % ausmachen. Daher ist die Kostenzurechnung bei den Investitionen und der Entsorgung ein wesentliches Moment bei der Wirtschaftlichkeit.

Die von Betreiberseite genannten spezifischen Investitionskosten des HTR-500 von rd. 3400 DM/kW(el) können wegen der fehlenden Vergleichsbasis und den offenen Sicherheitsfragen (vgl. dazu oben) nicht näherer diskutiert werden. Sie erscheinen aber gegenüber den Ansätzen realer AKW der 1300er-Klasse, die für eine Inbetriebnahme Anfang der 90er Jahre z.Zt. bei rd. 4800 DM/kW(el) liegen (Investitionskosten ohne Kapitaldienst) optimistisch. Geht man von den Kosten des THTR-300 aus, so sind eher Werte um 5000 DM/kW(el) zu erwarten.

Bei den gegebenen Unsicherheiten kann daher nicht von einem Kostenvorteil des HTR gesprochen werden - auch die Autoren nennen im Text Stromgestehungskosten "...in der Größenordnung des DWR" (BAUST/WITTCHOW 1984).

Ob nun die Elektrizitätswirtschaft in Anbetracht solcher offenen Fragen den HTR als ernsthafte Möglichkeit zur Grundlaststromerzeugung in den 90er Jahren ansieht, sei dahingestellt. Zumindest spricht das Verhalten des zweitgrössten deutschen EVU, der PREAG, nicht dafür: trotz des Drängens von politischer Seite bezeichnete sie bei der Diskussion über den Bau eines grossen 1300er-AKW am Standort Borken den HTR als keine relevante Option, sondern setzt auf die LWR-Linie (PREAG 1986).

Als Parallele soll aber auf die Situation bei der Einführung der LWR-Linie Ende der 50er Jahre in der BRD hingewiesen werden.

Auch damals gab es erhebliche Diskussionen über die voraussichtlichen Stromgestehungskosten aus den "neuen" LWR, wobei die Anbieter der Reaktoren wie heute beim HTR sehr günstige Werte prognostizierten. In dieser Situation vertrat das RWE als größter Erzeuger die Meinung, dass erst der reale Betrieb von Anlagen wirkliche Aussagen über die Kosten bringen könne und war nicht bereit, ohne deutliche Förderung oder Risikoübernahme durch den Staat in Atomkraftwerke zu investieren.

So verweist Stoy auf die damalige Vereinbarung der EVU mit der öffentlichen Hand:

"In den 50er Jahren waren die EVU keineswegs von den Vorteilen der Kernenergie überzeugt. Sie mussten von der Atomkommission und dem damaligen Atomministerium - aus dem später das Forschungsmministerium entstand - überzeugt werden. Mitte 1957 wurde vereinbart: die Elektrizitätswirtschaft muss beim Bau von Kernkraftwerken nur so viel Eigenkapital bereitstellen, wie sie zum Bau von Steinkohlenkraftwerken benötigt. Dementsprechend übernahm der Staat beim Bau der ersten drei Kernkraftwerke zwei Drittel der Baukosten." (zit.n. STOY 1986,S.8)

Dieses atomkritische und subventionsfreudige Verhalten der Stromerzeuger, wohldokumentiert z.B. in LOEBL 1960, könnte auch heute für die HTR-Einführung gelten (vgl. dazu Kapitel 4).

2.3 HTR versus Importkohle

Neben den HTR-Stromkosten in Konkurrenz zur LWR-Stromerzeugung ist der Vergleich des HTR-500 mit einem 625 MW Kohlekraftwerk auf der Basis deutscher Steinkohle in BAUST/WITTCHOW 1984 und HRB 1985 wichtig.

Die Autoren geben übereinstimmend mit anderen Analysen (FRANKE/VIEFHUES 1983, HANSEN 1983) eine Kostenstruktur für den Steinkohlestrom an, in der die Brennstoffkosten etwa 2/3 der Stromgestehungskosten ausmachen.

Da in der BRD aber der Strom-HTR bis 1995 nicht mit inländischer Steinkohle konkurrieren kann - sie ist ja über den Jahrhundertvertrag abgesichert - kann zumindest mittelfristig nur Importsteinkohle als Vergleichskraftwerk auf fossiler Basis dienen.

Wird dagegen unterstellt, dass der Jahrhundertvertrag nicht eingehalten wird, so ist der Einsatz von Importkohle als Konkurrenz-brennstoff zum HTR erst recht gegeben, da dann die EVU nicht mehr an die Beschränkungen der Importkohlenmenge nach dem 3. Verstromungsgesetz (Drittlandskohle-Kontingente) gebunden wären.

Die Brennstoffkosten von Importkohle liegen mit rd. 60 US-\$/t (ca. 150 DM/t SKE) um rd. 50 % unter denen der inländischen Steinkohle.

Mithin würde ein Kostenvergleich, immer auf der Datenbasis von BAUST/WITTCHOW und HRB, bei Importkohle günstigere Werte als beim HTR zeigen, obwohl das Kraftwerk voll entschwefelt würde.

Dies wird sogar von der Hansen-Studie bestätigt: "Auf der Basis heutiger Planungsdaten könnte bei Inbetriebnahme Ende der 80er Jahre an küstennahen Standorten Strom ähnlich kostengünstig aus Importkohle wie in Kernkraftwerken erzeugt werden" (zit.n. HANSEN 1983, S. 5).

Dieses Ergebnis wird auch von neueren Aussagen der IAEO über kleinere Atomkraftwerke, zumindest für die heutigen Kostenangaben, gestützt (vgl. SCHMIDT 1986, S. 247).

Wird zudem der Einsatz der Importkohle in einer fortgeschrittenen Wirbelschichtfeuerung (zirkulierende oder druckaufgeladene WSF) unterstellt, so sind die Vorteile gegenüber dem HTR noch grös-

ser, da die WSF gegenüber konventionellen Feuerungen mit Entstickung (SCR-DeNOx) und Entschwefelung (Nass-REA) geringere Investitionskosten erfordert (BATTELLE 1986).

Solche Anlagen sind hinsichtlich der zirkulierenden Wirbelschichtfeuerung schon heute verfügbar, druckaufgeladene Systeme werden nach den bisherigen Planungen bis Anfang der 90er Jahre Stand der Technik sein (VDI 1986).

Als weiterer Konkurrent könnten WSF-Anlagen auf der Basis von sogenannten "Abfallbrennstoffen" wie etwa Rückständen aus der Kohleaufbereitung oder heizwertarme Schlämme gelten. Die Stromkostenvorteile gegenüber dem HTR wären dann wegen der billigeren Brennstoffbasis noch höher (LEONHARDT 1986).

2.4 Zur Ökonomie der anderen Alternativen

Dem HTR-Einsatz zur Deckung einer möglichen "Grundlastlücke" ab 1995 stehen über die Kondensationsstromerzeugung auf Importkohlebasis hinaus als weitere relevante Konkurrenten die Kraft-Wärme-Kopplung und die Stromeinsparung gegenüber.

Da der HTR sowohl in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung wie auch bei der öffentlichen Fernwärmeversorgung praktisch keine Einsatzchancen bis zum Jahr 2000 aufweist (vgl. dazu unten), stellt die nichtnukleare Stromerzeugung aus diesem Bereich, vor allem auf Stein- und Importkohlebasis, zumindest teilweise eine Zubaualternative in der Grundlast dar.

Eingehende Analysen der Stromgestehungskosten von kraft-wärmegekoppelten Gegendruck- und Entnahme-Kondensationskraftwerken auf Kohlebasis wurden im Rahmen der Energiewende-II-Studie erstellt und zeigen, dass die Kosten trotz Entschwefelung und Entstickung deutlich unter denen der reinen Kondensationsstromerzeugung liegen (VIEFHUES 1985).

Wird ein KWK-System daher auf Importkohlebasis betrieben, liegen die Stromkosten noch unter denen der oben diskutierten Nur-Stromerzeugung auf Kondensationsbasis.

Dies gilt wiederum stärker für wirbelschichtgefeuerte KWK-Anlagen, die z.B. Reste aus der Kohleaufbereitung verbrennen können, da sich so noch günstigere Brennstoffkosten erreichen lassen (LEONHARDT 1986).

Die Stromeinsparung im Bereich der Haushaltsstromverwendung kann nach FEIST 1986 mit "Gestehungskosten" von rd. 10 - 15 Pf/kWh als weiterer ernsthafter Konkurrent zum Strom-HTR gelten. Zwar sind hier keine direkten Alternativen zur Grundlasterzeugung zu ziehen, da sich die Einsparung auf unterschiedliche Lastbereiche erstreckt. Dennoch sind wesentliche Anteile des Sparpotentials als Grundlast"quelle" anzusehen.

Zusammenfassend kann für den HTR wegen der deutlich günstigeren Alternativen wie Importkohleverstromung und Kraft-Wärme-Kopplung auch bei optimistischen Erwartungen an die notwendige Grundlaststromerzeugung bis zum Jahr 2000 kein sicheres Einsatzpotential ausgewiesen werden.

3.0 Das HTR-Fernwärmepotential

Der Einsatz von HTR im Bereich der Niedertemperatur-Wärmeversorgung wird parallel zum Einsatz in der Stromerzeugung sowie zur Bereitstellung von Hochtemperatur-Wärme für die Industrie propagiert (vgl. z.B. WINKENS 1984, WINKENS 1985, ZOLLER 1985).

Grundsätzlich zeigt der HTR von seiner technischen Konfiguration keine besonderen Vorteile gegenüber anderen Reaktorlinien beim Einsatz zur Fernwärmeerzeugung. da die erforderlichen Temperaturen im Netzvorlauf von max. 180 Grad C ohne Probleme auch mit herkömmlichen LWR darstellbar sind.

Als Argument für den HTR-Einsatz zur Fernwärmebereitstellung wird die sogenannte "inhärente Sicherheit" dieser Reaktorlinie und damit die leichtere Errichtung solcher Anlagen in der Nähe von Ballungsräumen vorgebracht.

Wie die vorliegenden Analysen für Fernwärmeauskopplungen aus grossen, siedlungsfernen LWR gezeigt haben, ist gerade die Verbrauchernähe das zentrale ökonomische Moment zur Konkurrenzfähigkeit, da die Wärmetransportkosten über grosse Entfernungen auch extrem billig produzierte atomare Fernwärme unwirtschaftlich machen (vgl. z.B. HMWT 1985).

Die Sicherheitsvorteile eines HTR gegenüber einem LWR sind derzeit nicht durch entsprechende Untersuchungen zu belegen. Erste Arbeiten des Öko-Instituts gehen zudem in Richtung starker Zweifel an dieser angeblichen HTR-Sicherheit (HAHN 1986). Somit ist der Einsatz von HTR-Anlagen im Fernwärmemarkt ggf. wegen Sicherheitsproblemen gänzlich hinfällig.

Im folgenden wird dennoch unterstellt, dass sich kleinere und mittlere HTR siedlungsnah errichten lassen. Dies bedeutet aber keineswegs eine prognostizierte "Genehmigungsfähigkeit".

Der potentielle Markt für HTR-Fernwärme ergibt sich aus der Einspeisemöglichkeit in grosse Wärmenetze mit möglichst vielen Jahresnutzungsstunden, um die hohen Kapitalkosten der HTR-Investition auf viel Wärmelieferung zu verteilen.

Um dieses Potential abzuschätzen, muss eine Referenzgrösse der Wärmeleistung pro HTR-Anlage definiert werden, die standortbezogene Aussagen erlaubt, da die real begrenzten Netze nicht beliebig viel Wärmeeinkopplung ermöglichen.

Da z.Zt. von der HTR-Befürworterseite mehrere verschiedene HTR-Grössen für den Fernwärmemarkt angeboten werden, wird von uns eine "Standard-Anlage" als Modul mit 200 MW(th) Fernwärmeleistung definiert.

Diese Leistung liegt im Bereich aller gegenwärtig bekannter HTR-Konzepte mit Kraft-Wärme-Kopplung.

So bietet etwa der HTR-500 von BBC/HRB 180 MW(th) an, die KWU/INTERATOM-Module und der HTR-100 von BBC/HRB lassen jeweils Wärmeauskopplungen von 150-200 MW(th) zu.

Eine Analyse der in der BRD vorhandenen Fernwärmenetze (Daten nach AGFW 1985) zeigt, dass nur wenige FW-Netze vorhanden sind, die ausreichende Anschlusswerte für eine Grundlast-Wärmeeinkopplung aus der HTR-Referenzanlage (200 MWth je Modul) aufweisen (so auch ZOLLER 1985).

Als Mass für das HTR-Einsatzpotential kann die in den jeweiligen Fernwärmenetzen aufgetretene Wärmehöchstlast dienen, die 1984 mit immerhin 3150 h/a ausgenutzt wurde (AGFW 1985).

Ein Grundlastbetrieb für HTR ist dann in einer Grössenordnung von 50 % der Höchstlast denkbar, da diese Wärmelast bei typischen Netzen mit etwa 5000 h/a angefordert wird.

Mit dieser, in der Fernwärmewirtschaft üblichen Leitgrösse (vgl. ISP 1983) ergibt sich ein Potential, das in der Tabelle 1 dargestellt ist.

Deutlich geringere Potentiale für den HTR ergeben sich, wenn mit den Annahmen der HTR-Befürworter gerechnet wird:

Die Anbieter des HTR-500 gehen von einer Auslegung der Grundlast-Wärmeeinkopplung auf nur 20 % der Höchstlast des Netzes aus, um ausreichende Jahresnutzungsstunden für die Kernwärme (7000 h/a) zu erreichen (BAUST/WITTCHOW 1984).

Mit diesen Voraussetzungen ergäben sich statt der in Tabelle 1 genannten Standorte nun ein um mehr als drei Viertel kleineres Potential an den in Tabelle 2 aufgeführten Standorten, die ein für diese Bedingungen ausreichendes FW-Netz aufweisen.

Bei diesen Potentialen ist zu beachten, dass an fast allen Standorten mehrere nichtverknüpfte FW-Netze bestehen, die z.T. sogar unterschiedlich mit Heisswasser bzw. Dampf betrieben werden (ZOLLER 1985). Zur HTR-Wärmeeinkopplung müssten solche Netze erst noch baulich geändert werden, was erhebliche Kosten und damit auch Restriktionen bedeuten würde.

Einschränkend kommen die auch bei fernwärmeversorgten Haushalten gegebenen Potentiale zur Wärmeeinsparung durch verbesserte Regelung (verbrauchsabhängige Abrechnung !) und Wärmeschutzmassnahmen zur Geltung. Ohne deutliche Anstrengungen zur Verdichtung der Netze und damit einhergehend einer Erhöhung der Anschlusswerte kann aufgrund der rationelleren Wärmenutzung das in Tabelle 1 bzw. 2 genannte HTR-Potential bis zum Jahr 2000 um 15-30 % sinken und so viele der mittleren Netze in die Kategorie "nicht geeignet für HTR" verdrängen.

Das sich ohne Berücksichtigung dieser möglichen Effekte ergebende Rohpotential von rund 4500 MW(th) bzw. etwa 20 HTR-Moduln (oder HTR-100-Anlagen) für den Fall einer Auslegung auf 50% der Höchstlast bzw. von rd. 1000 MW(th) respektive etwa 4 HTR-Moduln in der Auslegungsvariante auf 20 % der Höchstlast könnte dann auf die in Tabelle 3 genannten Werte zurückgehen.

Bei Zugrundelegung der HRB-Daten gäbe es demnach kein Rohpotential für den HTR mehr, bei der optimistischen 50 %-Variante bestünde das Potential nur noch aus 11 Moduln.

Unabhängig davon, ob diese durchaus moderaten und ökonomisch sinnvollen Wärmeeinsparraten auch erreicht werden, soll weiter auf die Realisierungsbedingungen hin analysiert werden.

Tabelle 1: Potentielle Standorte für HTR-Wärmeeinkopplung
bei Auslegung auf 50 % der Wärmehöchstlast
(Daten nach AGFW 1985, Werte gerundet)

Standort	50%-Wert der Höchstlast (in MWth)	mögl. Zahl HTR- Moduln
BEWAG Berlin	565	2-3
FWV Niederrhein	313	1
STEAG Essen	492	2
Stw Frankfurt	190	1
VKR Gelsenkirchen	193	1
HEW Hamburg	602	3
GEW Köln	193	1
SMA Mannheim	324	1
Stw München	625	3
Saarbrücken, Stw + SFW	210	1
TWS Stuttgart	237	1
Wolfsburg, Stw + VW	338	1
Würzburg WVV	330	1
<u>SUMME</u>	<u>4612</u>	<u>rd. 20</u>

Tabelle 2: Potentielle Standorte für HTR-Wärmeeinkopplung
bei Auslegung auf 20 % der Wärmehöchstlast
(Daten nach AGFW 1985, Werte gerundet)

Standort (*)	20%-Wert der Höchstlast (in MWth)	mögl.Zahl HTR- Moduln
BEWAG Berlin	230	1
STEAG Essen	200	1
HEW Hamburg	240	1
Stw München	250	1
<u>SUMME</u>	<u>rd. 1000</u>	<u>4</u>

(*) = Die gegenüber Tabelle 1 nicht mehr aufgeführten Standorte weisen einen 20 %-Wert der Höchstlast deutlich unter 200 MW(th) auf und werden daher nicht berücksichtigt

Tabelle 3: Potentielle Standorte für HTR-Wärmeeinkopplung
 bei 30 % Wärmeeinsparung bis zum Jahr 2000 und
 Auslegung auf a) 50 % und b) 20 % der Wärme-
 höchstlast
 (Daten nach AGFW 1985, Werte gerundet)

Standort (*)	reduzierte Höchstlast		Zahl HTR-Moduln	
	a)	b)	a)	b)
BEWAG Berlin	400	160	2	0
FWV Niederrhein	220	90	1	0
STEAG Essen	345	140	0	0
HEW Hamburg	420	170	2	0
SMA Mannheim	230	90	1	0
Stw München	440	175	2	0
Wolfsburg, Stw + VW	240	100	1	0
Würzburg WVV	230	90	1	0
<u>SUMME</u>	<u>rd. 3250</u>	<u>650</u>	<u>11</u>	<u>0</u>

(*) = Die nicht mehr aufgeführten Standorte weisen Anteilswert der Höchstlast unter 200 MW(th) auf und werden daher nicht berücksichtigt

3.1 Realisierungsmöglichkeiten des HTR-Fernwärmepotentials

An den potentiellen HTR-Standorten besteht keine "tabula-rasa"-Situation, vielmehr sind jeweils ausreichende Wärmeerzeuger, insbesondere auf Steinkohlebasis, dort vorhanden.

Diese meist mittelgrossen Anlagen waren bzw. sind die Voraussetzung zum Aufbau der grossen FW-Netze, da sie kostengünstige Wärme bereitstellen. In der FWV Niederrhein und den Saarbrücker Netzen wird ein erheblicher Teil der Wärmeeinspeisung aus industrieller Abwärme gedeckt, die extrem günstige Gesteungskosten aufweist.

Die meisten der vorhandenen grossen Wärmeerzeuger in diesen Netzen wurden in den letzten Jahren oder werden bis 1988 durch Nachrüstung oder Ersatzbauten auf den Grenzwertstand der GFAVO gebracht und insgesamt technisch überholt (Ertüchtigung der Kessel- und Dampfseite).

Diese Massnahmen erforderten erhebliche Investitionen, die nun wegen der langen Nutzungsdauer die grossen FW-Netze praktisch für HTR-Wärmeeinkopplungen blockieren.

Mit Ausnahme der Stadt München gilt diese Restriktion nach unserer Kenntnis für alle genannten potentiellen HTR-Standorte, wie die Aufstellung der bestellten Entschwefelungsanlagen in der BRD zeigt (ENERGIE 1984).

In Berlin beispielweise werden zwei neue Steinkohleblöcke mit je 300 MW(th) Fernwärmeeinspeisung (Reuter D+E) gebaut, in Frankfurt wird das vorhandene Heizkraftwerk West durch 2 neue Kohleblöcke mit je 100 MW(th) Wärmeauskopplung sowie durch die Nachrüstung einer bestehenden Anlage sogar erweitert.

Aber auch in München haben die Stadtwerke einen grundsätzlichen Beschluss zur Neuerrichtung eines grossen Kohle-Heizkraftwerks zur Sicherung der Fernwärmeversorgung getroffen.

Der schon beschlossene Bau des neuen Blocks "Nord" wurde zwar wegen genehmigungsrechtlichen Problemen zurückgestellt, ist aber dennoch fest in der Planung, da die Stadtwerke ihre kontrahierten Steinkohlemengen nach dem Jahrhundertvertrag verstromen müssen.

Sollte dennoch ernsthaft ein Ersatz der ertüchtigten oder neu gebauten Anlagen durch HTR geplant werden, so wäre dieses System mit den daraus resultierenden vollen Kapitalvernichtungskosten zu belasten. Dies würde die Investitionskosten nochmals drastisch erhöhen und so die Wirtschaftlichkeit des Systems noch weiter belasten.

Gegen eine Verdrängung von kohlegestützten Heizkraftwerken durch HTR-Einkopplung sprechen auch die von den FW-Betreibern kontrahierten Steinkohlemengen nach dem Jahrhundertvertrag. Sofern dieser eingehalten werden soll, ist eine Verdrängung kaum möglich, da die grossen Netze zum überwiegenden Anteil durch Kohlekraftwerke versorgt werden, die Kohle aus dem Jahrhundertvertrag einsetzen.

Auch ein Umverteilen auf reine Kondensationsstromerzeugung ist unwahrscheinlich, da die Verbund-EVU ihre eigenen Kohlekontingente kontrahiert haben und eine "Lohnverstromung" ökonomisch ungünstig wäre.

Weiterhin würden ja auch die HTR parallel zur Wärmeeinspeisung Strom bereitstellen, was einen durch "Lohnverstromung" der kontrahierten Steinkohlemenge bedingten höheren Fremdbezug gänzlich unwahrscheinlich macht.

Ein Nichteinsatz der kontrahierten Kohlemengen zur Verstromung hätte hohe Konventionalstrafen, insbesondere die Rückzahlung der Zuschüsse nach dem 3. Verstromungsgesetz, zur Folge. Diese hohen Kosten machen ein Verdrängen der Steinkohle auf der kommunalen Ebene praktisch unmöglich.

Gegen eine nennenswerte Ausweitung der grossen FW-Netze (nicht der Fernwärmenutzung insgesamt !), die allein ein neues HTR-Einsatzpotential schaffen könnte, spricht die Kostenstruktur der Wärmeerzeugung in HTR-Anlagen.

Die hohen Kapitalkosten von neuen FW-Trassen führen zusammen mit den kapitalintensiven HTR-Modulen zu hohen Grenzkosten für neue Nutzer, sodass eine Konkurrenzsituation gegenüber Öl- oder Gasheizungen oder Energiesparmassnahmen nicht gegeben ist.

Die Problematik der Anlaufkostenverluste liesse sich bei den relativ grossen HTR-Einheiten (200 MWth) nicht durch schrittweisen Ausbau auffangen, sodass unter Cash-Flow-Gesichtspunkten, die ja für kommunale EVU besonderes Gewicht haben, ein HTR-gestützter Netzausbau unökonomisch ist.

Zudem sind die unter Fernwärmegesichtspunkten attraktiven Gebiete mit hohen Wärmedichten und Zentralheizungssystemen im Gebäudebestand bereits weitgehend durch die heute vorhandenen FW-Trassen und deren fossil gestützte Erzeugeranlagen beliefert.

Eine HTR-spezifische Ausweitung, die ja wegen der grossen Leistungsbereitstellung sehr viele Neuabnehmer brauchte, wäre daher zusätzlich mit einer ungünstigeren Erschliessungssituation belastet.

3.2 Konkurrierende Systeme zur Fernwärmedarbietung

Neben den o.g. Restriktionen trifft der HTR auch auf Konkurrenten auf dem ggf. vorhandenen Wärmemarkt.

Als wichtigster Konkurrent sind hier mittlere und grosse Kohlekraftwerke mit Entnahmekondensationsschaltung zu nennen. Mehrere Untersuchungen der letzten Jahre haben gezeigt, dass solche Anlagen zu deutlich günstigeren Bedingungen Fernwärme bereitstellen können als neue HTR-Kleinanlagen.

Besonders die Untersuchungen zur Aktualisierung der Gesamtstudie Fernwärme (RUKES/WINDORFER 1986) und die Arbeit von STUMPF/WINDORFER 1985 belegen, dass Wärmegestehungskosten von solchen Anlagen im Bereich von 20 - 30 DM/MWh(th) liegen können, selbst wenn inländische Steinkohle zum Einsatz kommt und die Anlagen entschwefelt werden.

Wie schon dargestellt, werden auch durch die im Rahmen der Energiewende-II-Studie durchgeführten Berechnungen solche Ergebnisse unterstützt (VIEFHUES 1985) und durch reale Anlagenplanungen auch im unteren und mittleren Leistungsbereich bestätigt (LEONHARDT 1986).

Noch deutlicher wären die Wettbewerbsnachteile einer HTR-Wärme-einkopplung gegenüber Heizkraftwerken auf Importkohlebasis, wie sie z.B. in Flensburg gebaut werden (PRINZ 1986).

Zusammenfassend ist demnach bei Berücksichtigung der vorhandenen Erzeugungsanlagen kein Einsatzpotential für HTR-gestützte kraft-wärme-gekoppelte Systeme bis zum Jahr 2000 zu benennen. Unter Beachtung der ökonomischen Randbedingungen und konkurrierender Systeme, insbesondere der Kohle-Heizkraftwerke, kann der HTR auch auf absehbare Zeit keine Marktanteile im Niedertemperaturbereich gewinnen.

3.3 Fernwärme aus HTR-Heizwerken

Neben der Möglichkeit zur Wärmeauskopplung aus stromproduzierenden HTR wird in den letzten Monaten auch der Einsatz von Nur-Heizwerken auf atomarer Basis propagiert (ZOLLER 1985, ZOLLER/BOHN/ROTH 1985).

Als wichtigstes Argument wird hier die Kostensenkung der Anlagen durch Verzicht auf Komponenten zur Stromerzeugung (Dampferzeuger, Dampfturbine, Generatoren und elektrische Einbindung) genannt.

Bei der reinen Heizwerkslinie kann der HTR wiederum nur dann als technische Alternative zu den ebenfalls vorgeschlagenen LWR-Systemen gelten, wenn die o.g. Sicherheitsvorteile (Inhärenz usw.) als realistisch angenommen werden.

Da aber deutsche Planungen zu solchen Heizwerken ebenfalls in der Grössenordnung der KWK-Anlagen, d.h. bei etwa 200 MW(th) pro Anlage, liegen, gelten die o.g. einseitigen Begrenzungen und Konkurrenzen auch für die Heizwerkslinie.

Eine grössere Einsatzchance als der KWK-HTR böten die Heizwerke nur dann, wenn sie ökonomische Vorteile aufweisen sollten.

Für die folgende Diskussion dieses Aspektes gilt die schon eingangs genannte Einschränkung, dass kostenerhöhende Auflagen oder Erkenntnisse aus einer Sicherheitsanalyse nicht berücksichtigt werden können.

3.4 Ökonomische Restriktionen der nuklearen Nur-Fernwärme

Nach ZOLLER 1985, ZOLLER/BOHN/ROTH 1985 und SCHMIDT 1986 sind wegen der konkurrierenden Steinkohleheizwerke max. 5 - 7 Pf/kWh als Wärmegestehungskosten aus HTR-Heizwerken möglich. Dies korrespondiert mit Investitionskosten für ein entsprechendes Heizwerk von rd. 500 - 700 DM/kW(th), sofern die Brennstoff- und Entsorgungskosten des HTR nicht steigen.

Die HTR-500-Version würde nach BAUST/WITTCHOW 1984 etwa 3400 DM/kW(el) kosten, d.h. etwa 1000 - 1200 DM/kW(th), wobei diese Zahlen bislang keine reale Bestätigung gefunden haben, sondern auf reinen Papierkonstruktionen beruhen. Selbst wenn ein scale-down auf das HTR-100-Konzept als Heizwerk keine Erhöhung der spezifischen Kosten bringen würde, wären die Investitionskosten dennoch um rund den Faktor 2 gegenüber den von HTR-Befürwortern genannten Anlagegrenzkosten zu hoch.

Eine wesentliche Kostenreduktion erscheint nur durch nachhaltige "Entfeinerung", insbesondere der Schadstoffrückhaltungs- und Sicherheitssysteme möglich, da andere nukleare "Klein"heizwerkstypen wie der französische THERMOS oder der schwedische SECURE schon beim gegenwärtigen Planungsstand über 1200 DM/kW(th), z.T. bei 1400 DM/kW(th) liegen, ohne dass hierfür besondere Sicherheitssysteme vorhanden wären (ZOLLER 1985).

Nach ZOLLER 1985, S.140 betragen die Wärmegestehungskosten eines hypothetischen HERE-300-Kernheizwerks unter optimistischen Bedingungen etwa 5,6 Pf/kWh, wenn es mit 4000 h/a ausgelastet wird.

Nach diesem Autor läge das zu dem System gehörige Steinkohleheizwerk auf der Basis inländischer Kohle bei etwa 6,5 Pf/kWh, wobei hier aber ein Spitzenbetrieb mit 1400 h/a angesetzt wurde.

Wird diese Betriebszeit auf die für Grundlastheizwerke üblichen Bedingungen (> 5000 h/a) erhöht, ergeben sich selbst mit den Daten von ZOLLER 1985 schon günstigere Wärmegestehungskosten des Kohleheizwerks. Als realistischere Alternative zum Einsatz von heimischer Steinkohle ist aber die Verwendung von Importkohle zu betrachten.

Der Anteil der Brennstoffkosten an den Wärmegestehungskosten von Steinkohleheizwerken liegt bei über 2/3. Da die Importkohle rund 50 % billiger ist als heimische Steinkohle, führt selbst die Anrechnung eines aufwendigen Transports zu küstenfernen Standorten zu geringeren Brennstoffkosten als beim Steinkohleheizwerk mit heimischer Kohle.

Insgesamt ergeben sich daher für die Importkohlevariante noch geringere Wärmegestehungskosten als bei der deutschen Steinkohle und damit ebenfalls noch günstigere Werte als beim HTR-Heizwerk. Auch für reine Heizwerkssysteme ist demnach unter Beachtung der ökonomischen Reandbedingungen kein Zubaupotential bis zum Jahr 2000 gegeben.

4. Schlussfolgerungen

Die bisherige Analyse der potentiellen Einsatzchancen des HTR als reinem Stromerzeuger sowie im Niedertemperaturwärmemarkt als Heizkraft- oder Heizwerk haben ergeben, dass bis zum Jahr 2000 kein ökonomisch begründbares Potential besteht, selbst wenn optimistische Daten der HTR-Befürworter für die wirtschaftliche und technische Seite des Systems angenommen werden.

Soll dennoch der HTR als "fortschrittliche Reaktorlinie" über den bisherigen Stand (AVR, THTR-300) hinaus eingesetzt werden, so kann dies nur durch deutliche Subventionen, ähnlich wie bei der Einführung der LWR in den 50er und 60er Jahren, oder durch andere staatliche Eingriffe erreicht werden.

In einem solchen Fall wäre am ehesten die Errichtung eines reinen Stromkraftwerks mittlerer Grösse (z.B. HTR-500) denkbar, da hier die Realisierungsprobleme von der infrastrukturellen Seite her (Standort, Einspeisesituation) am geringsten sind und auch der notwendige Subventionsbedarf gegenüber anderen HTR-Konzepten (PNP, NFE usw.) relativ niedrig sein könnte.

Im Strommarkt wäre ein solcher Einsatz in der Grundlast nur vorstellbar, wenn aus politischen Gründen die ökonomisch sinnvolleren Alternativen (Stromeinsparung, Kraft-Wärme-Kopplung, Verstromung von Importkohle) nicht gewählt werden, sondern einer nuklearen Erzeugeranlage Vorrang eingeräumt wird.

Sollte dieser Einsatz vor 1995 erfolgen, so würde der HTR entweder vorhandene LWR oder Kohlekraftwerke auf der Basis heimischer Baun- oder Steinkohle verdrängen müssen, da sonst bei der erwartbaren Lastentwicklung kein Markt vorhanden wäre.

Die Verdrängung von in Betrieb befindlichen LWR ist aus ökonomischen Gründen unwahrscheinlich, da hier die wesentlichen Kosten bei der Errichtung der Kraftwerke anfallen.

Ein HTR-Einsatzpotential in diesem Bereich existiert nur dann, wenn vorhandene LWR abgeschaltet werden. Eine solche Substitution von alten LWR durch neue HTR wird z.Zt. von politischer Seite mit der unterstellten höheren Sicherheit der HTR-Linie propagiert. Eine genauere Einschätzung dieser Strategie ist heute wegen der fehlenden risikoorientierten Studien zum HTR nicht möglich.

Eine Konkurrenz des HTR zur Braunkohle ist wegen deren niedrigen Brennstoffkosten ebenfalls nicht zu erwarten, zumal eine "Herausnahme" von Braunkohle aus der Grundlastzeugung zugunsten einer Verwendung als Rohstoff in der Kohleveredelung nicht vor dem Jahr 2000 erfolgen wird (vgl. dazu die folgenden Kapitel).

Somit würde ein politisch gewollter HTR-Einsatz zur Stromerzeugung mit der Steinkohleverstromung konkurrieren und damit den Jahrhundertvertrag gefährden.

Nach 1995 würde eine Bauentscheidung für einen Strom-HTR die Fortführung des Steinkohlevertrags betreffen. In diesem Fall ist eine Rücknahme der Kohle-Verstromungsmenge zu erwarten.

In beiden Fällen wäre je HTR-500 ein Verzicht auf über 1 Mio t Steinkohleverstromung pro Jahr notwendig.

5 Entwicklung der Planungen zur Nutzung von Hochtemperatur-Kernreaktoren (HTR)

5.1 Das PNP-Projekt

Ende der 60er Jahre wurde in der BRD aufgrund der Betriebserfahrungen mit dem HTR und wegen seiner angeblichen Vorteile gegenüber dem Leichtwasserreaktor (Bereitstellung von Hochtemperatur-Wärme von etwa 950°C) entschieden, die nukleare Kohlevergasung zu entwickeln.

Die Abhängigkeit der BRD von Importenergien sollte langfristig durch Bereitstellung von Kernenergie für die sog. "Kohleveredelungsverfahren" (Kohleumwandlungsverfahren) und andere industrielle Prozesse verringert werden.

Es entstand die Grundlage für das Projekt "Prototypanlage Nukleare Prozeßwärme" (PNP), indem ein Konzept zur Umwandlung von Kohle mit Wasserstoff in methanreiches Gas (Erdgasersatz = SNG = Substitute Natural Gas) bei Nutzung von Wärme aus HTR entwickelt wurde (BMFT 1983-320). Schon 1973 begann die Planung einer halbtechnischen Versuchsanlage zur hydrierenden Kohlevergasung (HKV), Anfang 1974 gründete man eine "Arbeitsgemeinschaft-Nukleare-Prozeßwärme" und Mitte 1975 wurde die Anlage in Betrieb genommen. Schließlich wurde das Projekt PNP 1975 von fünf Unternehmen aus Bergbau, Reaktorbau, sowie Reakporforschung und -industrie auch formal gegründet.

Das Ziel des Projekts war nun, durch Einsatz nuklearer Prozeßwärme fossile Primärenergieträger zu ersetzen. Insbesondere sollten aus der heimischen Kohle Substitutionsprodukte für die importierten Rohstoffe Erdöl und Erdgas mittels der Kohleumwandlung gewonnen werden.

Doch schon Ende der 70er Jahre wurde klar, daß die direkte Kohlevergasung mit nuklearer Prozeßwärme nicht vor dem nächsten Jahrtausend kommerziell realisierbar ist. Selbst das technisch ausgereifteste Verfahren der hydrierenden Kohlevergasung (HKV) rheinischer Braunkohle hatte keine Aussichten

auf dem Energiemarkt, eine wirtschaftliche Erzeugung von SNG war nicht möglich und die großtechnische Entwicklung noch nicht abgeschlossen.

Daraufhin stand die Erzeugung nuklearen Prozeßdampfes, der z.B. in einer konventionellen Druckvergasungsanlage (Lurgi-Verahren) eingesetzt werden sollte, im Vordergrund der Planungen.

Im Juli 1983 folgte ein Auftrag der AHR an die KWU-Gruppe auf der Basis des HTR-Modulkonzepts zwei Kraftwerksanlagen von 400 MW_{th} bzw. 800 MW_{th} vorzuprojektieren, wobei Fernwärme- ebenso wie Prozeßdampf-Auskopplung vorgesehen waren. Weiterhin lassen Verhandlungen der EVU mit der Betreibergruppe HRG nun erwarten, daß BBC/HRB in Kürze einen Auftrag für den 1. Planungsabschnitt zum HTR-500 erhalten, dessen Laufzeit 2 Jahre betragen soll. Wegen der dabei betrachteten Prozeßdampf- und -wärme-Auskopplung haben die Ruhrkohle AG und der Verband der Chemischen Industrie (VCI) ihre Beteiligung zugesagt (BER 6/1986).

Als besonders lohnendes Einsatzgebiet für Prozeßwärme auf hohem Temperatur-Niveau wurde immer wieder die "Kohleveredlung" propagiert. Daher soll hier nun die bisherige Geschichte der Kohleumwandlungsverfahren erläutert werden.

5.2 Die Kohlevergasung

Als Weiterentwicklung eines Verfahrens der Fa. Texaco/USA zur Synthesegas-Erzeugung betrieben Ruhrkohle AG und Ruhrchemie AG seit Anfang 1978 die Staubvergasungsanlage in Oberhausen-Holten (ERDÖL + KOHLE 9/1981). Seit Anfang 1980 liefert diese Anlage Synthesegas aus Kohle für die Oxo-Anlage der Ruhrchemie AG. Ende 1980 wurde im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft ein Vorprojekt für eine "Synthesegas-Anlage-Ruhr" fertiggestellt. Die Anlage wurde in das "Kohleveredelungs-Programm" der Bundesregierung aufgenommen, und soll noch im Oktober 1986 in Betrieb gehen. Die Bauinvestitionen werden zu

50% vom Wirtschaftsministerium bezahlt.

Das einzige großtechnisch vielfach angewandte Druckvergasungsverfahren ist die Lurgi-Druckvergasung. Die Weiterentwicklung des Lurgi-Verfahrens wird gemeinsam mit Ruhrgas AG und Steag AG im Rahmen des Projektes "Ruhr 100" betrieben und in der Großversuchsanlage Dorsten seit September 1979 technisch erprobt. Um diese "Ruhr 100"-Entwicklung kommerziell anwenden zu können, wurde ein Vorprojekt für den Bau einer Vergasungsanlage, kombiniert mit einem Kohlekraftwerk, erstellt (GDK = Gas-Dampfturbinen-Kohlekraftwerk) (CHEM. IND. 6/1985 A).

Im Rahmen des PNP-Projekts wurde 1978 die Projektgesellschaft für Planung, Bau und Inbetriebnahme einer 500 MW_{th}-HTR-Prototypanlage von der Ruhrkohle AG und der Rheinischen Braunkohle AG gegründet. Dazu erhielt die Bergbau Forschung GmbH den Auftrag, ein allothermes Steinkohle-Vergasungsverfahren zur Nutzung der HTR-Wärme zu entwickeln, die Wasserdampf-Kohlevergasung (WKV). Das Projekt wurde vom BMFT und vom Land NRW wesentlich gefördert.

5.3 Die Kohleverflüssigung

Die Kohleverflüssigung läßt sich indirekt (über Vergasung sowie anschließende Methanol- und Benzin-Synthese) und direkt (über die Kohlehydrierung, z.B. "IG-Neu") durchführen.

Da die indirekten Kohleverflüssigungs-Verfahren im Vergleich zur direkten Hydrierung - bezogen auf die Herstellung von Treibstoff und Heizöl - energieaufwendiger und meist teurer erschienen, entschied sich die Ruhrkohle AG für die Weiterentwicklung der direkten Hydrierung. In der 2. Hälfte der 70er Jahre beteiligte sie sich an vier verschiedenen Verfahren, deren Hauptprozeßanlagen prinzipiell übereinstimmen: Deutsche Technologie (DT, auch IG-Neu genannt) und H-Coal (HRI), beides Varianten des alten Bergius-Pier-Verfahrens sowie Exxon-Donor-Solvent (EDS), das mit einem wasserstoff-

abgebenden Lösungsmittel arbeitet und Solvent Refined Coal (SRC-II), welches speziell auf die billige, schwefelreiche Kohle der USA zugeschnitten ist (ERDÖL + KOHLE 9/1981). Der Schwerpunkt der Verfahrensentwicklung blieb jedoch bei der DT, also bei der Weiterentwicklung der Sumpfphasenhydrierung nach Bergius-Pier zum IG-Neu-Verfahren. 1976/77 wurde von der Bergbau Forschung GmbH eine Technikumsanlage betrieben und parallel dazu von der Ruhrkohle Oel und Gas ein Vorprojekt zum Bau einer Großversuchsanlage durchgeführt. 1979 wurde schließlich mit dem Bau der Kohleölanlage in Bottrop begonnen, 2 Jahre später war er abgeschlossen. Diese Anlage sollte Kommerzialisierungsbasis für eine großtechnische Anlage sein, für die 1979/80 im Auftrag der Landes NRW ein Vorprojekt erstellt wurde. Heute werden jedoch keine weiteren Geldmittel in dieses Projekt investiert, vielmehr wird versucht, die Entwicklung der Kohleverflüssigung durch Verbesserungen an kleineren Versuchsanlagen voranzutreiben.

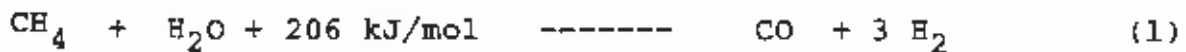
6 Technik und Entwicklungsstand der Verfahren zur Nutzung nuklearer Prozeßwärme

Die Unternehmen BBC und KWU haben die verschiedensten Konzepte für den Einsatz von HTR in der Industrie ersonnen. Dabei läßt sich zwischen dem direkten Einsatz der HTR-Wärme zur Erzeugung von Wasserstoff im Röhrenspaltofen sowie von Erdgasersatz (SNG) beim allothermen Wasserdampfkohlevergasungs-Verfahren (WKV) und dem indirekten Einsatz als Prozeßdampflieferant für die Chemische Industrie sowie für die Ausbeutung von schwer förderbaren Ölvorkommen unterscheiden (Abb. 1). Viele der dafür vorgesehenen Technologien sind bestenfalls in ferner Zukunft realisierbar, wie die Wasserspaltung oder Kohleverflüssigungs-Verfahren und die Nukleare Fernenergie (NFE, siehe Kapitel 5). Andere Verfahren, wie die Prozeßdampferzeugung an sich, sind rein technisch gesehen schon eher machbar. Die Technik der wichtigsten Verfahren und ihr Entwick-

lungsstand sollen in den folgenden Abschnitten dargestellt werden.

6.1 Röhrenspaltöfen (RSO)

Da der RSO in Kombination mit verschiedenen Verfahren (Kohleumwandlung, nukleare Fernwärme) zur Nutzung nuklearer Prozeßwärme verwendet wird, sollen die in ihm ablaufenden chemischen Reaktionen und seine Technik hier zuerst erläutert werden. Der heliumbeheizte RSO dient zur Spaltung von Methan mit Wasserdampf in wasserstoffhaltiges Synthesegas, dieser Prozeß wird Methanreformierung genannt :



Der Wasserdampf reagiert mit Kohlenmonoxid in der sog. homogenen Wassergasreaktion, einer exothermen Reaktion (2), der Gesamtprozeß der Methanreformierung ist jedoch endotherm, bedarf also der Energiezufuhr. Das sog. Boudouard-Gleichgewicht (3) ist bei der Reaktion von Bedeutung, weil beim An- und Abfahren des RSO auf diese Weise Rußbildung auftreten kann:



Zur Methanreformierung wird der komprimierte Einsatzstoff Methan zunächst mit der 2-4-fachen Menge Wasserdampf gemischt. Dieses Gemisch wird von oben in die mit Nickel-Katalysator gefüllten Spaltrohre eingeleitet, welche im Gegenstrom von außen mit Helium umströmt werden. Dabei wird das Prozeßgas bei einem Druck von bis zu 40 bar von 450 auf 830°C erwärmt und es entstehen Wasserstoff (H₂), Kohlenmonoxid (CO) und Kohlendioxid (CO₂) (Abb. 2).

Gegenüber herkömmlichen Reformieranlagen wird im nuklear be-

heizten RSO eine andere Rohranordnung und Strömungsführung verwendet. Der RSO gleicht dadurch weniger einem konventionellen Ofen als einem großen Wärmeaustauscher (JÜL-SPEZ 1985-303).

Für den zur H_2 -Erzeugung bei der Hydrierenden Kohlevergasung (siehe Abschnitt 6.2.1) eingesetzten RSO müssen die Reaktionsbedingungen und auch die Spaltrohrbündel anders gewählt werden als bei der Methanreformierung zum Wärmetransport in dem Anlagenteil "EVA" der Anlage zur Bereitstellung nuklearer Fernenergie (siehe Abschnitt 6.3). Der HKV-Prozess erfordert z.B. einen höheren Dampfanteil im Prozeßgas (JÜL 1985-1984).

Der Prozeß der Methanreformierung mit Wasserdampf wird in der KfA-Jülich seit Ende der 60er Jahre betrachtet und seit 1972 in Zusammenarbeit mit Rheinbraun experimentell untersucht.

6.2 Kohleumwandlungsverfahren

Bei Kohleumwandlungsverfahren, auch "Kohleveredelungsverfahren" genannt, kann zunächst zwischen Kohlevergasung und Kohleverflüssigung unterschieden werden, d.h. Verfahren zur Umwandlung von Kohle in gasförmige (SNG, Synthesegas) bzw. flüssige Produkte (Methanol, Benzin u.a.). Bei der Kohlevergasung werden als Vergasungsmittel Wasser, Kohlendioxid (CO_2) und Sauerstoff (O_2) oder deren Gemische eingesetzt. Alle Vergasungsreaktionen beginnen mit der Pyrolyse, der thermischen Zersetzung von Kohle. Dabei entstehen CO_2 und Methan (CH_4) und verschiedene Kohlenwasserstoffe ($C_n H_m$), die unter den gegebenen Bedingungen weiterreagieren. Je nach Darbietung der Reaktionswärme wird zwischen allothermer (indirekte Wärmezufuhr über Wärmetauscher oder Vorwärmung der Vergasungsmittel) und authothermer Vergasung (Wärmezufuhr über Verbrennung mit Sauerstoff direkt im Reaktionsraum) unterschieden.

Die allotherme Vergasung ermöglicht die Einkopplung einer

äußeren Wärmequelle, z.B. nuklearer Prozeßwärme. Doch auch bei autothermen Verfahren kann nukleare Prozeßwärme eingekoppelt werden, indem vom HTR über eine Dampfkraftanlage Prozeßdampf und über Turbinen der nötige Strom zur Verfügung gestellt wird, wobei die Kohleinsparung für diese Kopplung jedoch wesentlich geringer ist als bei den allothermen Verfahren.

Es gibt verfahrenstechnisch gesehen drei grundlegende Vergasertypen: Festbett-, Wirbelbett- und Flugstaub-Vergaser (Abb. 3).

Die Festbett-Vergasung wird meist autotherm nach dem Gegenstromprinzip durchgeführt. Die oben in den Vergaser eingeführte Kohle wandert entgegen dem Gasstrom durch mehrere Bereiche, eine Trocknungs-, eine Pyrolyse- und eine Vergasungszone. Im unteren Teil des Vergasers werden Sauerstoff und Dampf zugemischt, sodas ein Teil der Kohle unter Wärmeerzeugung verbrennt (autothermes Verfahren). Die Verweilzeit des Feststoffs Kohle im Vergaser beträgt einige Stunden, die des Gases nur Minuten.

Im Wirbelbett dagegen sind die Kohlepartikel vollständig durchmischt, dadurch entsteht eine gleichmäßige Temperaturverteilung (800-900°C). Die Feststoffverweilzeit liegt bei 1/2 Stunde, die des Gases bei ca. 1 Minute.

Schließlich wird bei der Flugstaubvergasung mit Temperaturen größer als 1300°C gearbeitet. Die Kohle wird fein aufgemahlen und zusammen mit dem Vergasungsmittel Sauerstoff bei hohen Geschwindigkeiten eingetragen. Die Verweilzeiten liegen im Bereich von nur 1 Sekunde, wodurch das Reaktionsvolumen klein gehalten werden kann (ERDÖL + KOHLE 4/1984).

Als Beispiel für ein autothermes Vergasungsverfahren, bei dem nukleare Prozeßwärme eingekoppelt werden kann, soll die Lurgi-Druckvergasung dienen (Abb. 3b). Die Lurgi-Druckvergasung, in Form der neuesten Variante, des "Lurgi-Ruhr 100"-Verfahrens, wird im Festbett bei Temperaturen von 800-900°C und Drücken bis 100 bar durchgeführt. Dazu wird stückige Kohle mit 3-30 mm Durchmesser von oben in den Vergaser einge-

schleust und mit einem Rührer gleichmäßig über das Festbett verteilt, während unter dem Rost die Vergasungsmittel eingeblasen werden. Das Produktgas wird im oberen Vergaserteil als Klargas bei 800°C und als Schwelgas bei niedrigerer Temperatur abgezogen, wodurch eine bessere Gasqualität erreicht wird.

Die erste Großversuchsanlage für das Lurgi-Ruhr 100-Verfahren mit einem Kohledurchsatz von 10 t/h wurde 1979 in Dorsten in Betrieb genommen. Dort wurden in 6000 h ca. 22.000 t Kohle zu 30 Mio. m³ Synthesegas verarbeitet (ERDÖL + KOHLE 4/1984). Der Ruhr 100-Vergaser ist für Ballastkohle geeignet und dient vor allem der SNG-Erzeugung.

Eine Kopplung der Lurgi-Vergasung mit einem HTR ist zur Dampferzeugung (90 bar, 420°C) und über die Luftzerlegung (zur Sauerstofferzeugung) mit Strom möglich (Abb. 4). Dies hat den Vorteil, daß das Helium aus dem Primärkreislauf des HTR beim Eintritt in den Dampferzeuger eine Temperatur von nur 700 bis 750°C haben müßte, um den benötigten Dampf herzustellen (HOFFMANN 1982). Höhere Heliumtemperaturen lassen sich bei den zur Prozeßwärmeerzeugung für die Industrie nötigen großen Leistungsdichten wegen Materialschwierigkeiten (Heißgasleitung) noch nicht verwirklichen (AK-KT 3/1985).

Die Hochtemperatur-Winkler-Vergasung (HTW) von Braunkohle ist ein wichtiges Beispiel für ein Wirbelbett-Verfahren, sie soll jedoch im Zusammenhang mit der HKV (siehe 6.2.1) erklärt werden.

Schließlich muß noch das Texaco-Verfahren zur Vergasung von Steinkohle erwähnt werden, denn es existieren dafür zwar noch keine Pläne zur Einkopplung nuklearer Prozeßwärme, aber es ist im Gesamtzusammenhang zum Vergleich von Bedeutung. Es handelt sich dabei um eine Flugstaubvergasung, bei der die feingemahlene Kohle mit Wasser vermischt zusammen mit Sauerstoff in den Reaktor eingebracht wird. Durch die Teilverbrennung des Kohlestaubs werden dabei Temperaturen von ca. 1300-1500°C erreicht, nichtverbrannte Kohle setzt sich mit Wasserdampf zu Synthesegas um und als Nebenprodukt entsteht auch

Wasserstoff. Eine Verbesserung des Verfahrens wird zur Zeit durch Anhebung des Drucks von 40 auf 100 bar angestrebt. Die Vorteile des Texaco-Verfahrens liegen im Wegfall einer Kohletrocknungsanlage (energieaufwendig), dem hohen Umsatz und dem Wegfall bestimmter Nebenprodukte (Teere, Phenole) durch die hohe Temperatur und dem Entstehen deponiefähiger Schlacke (ERDÖL + KOHLE 9/1981).

Die erste großtechnische deutsche Kohlevergasungsanlage der Nachkriegszeit wird von der Ruhrkohle AG in Oberhausen-Holtan gebaut. Sie basiert auf dem Texaco-Vergasungsprinzip und soll im Oktober 1986 in Betrieb gehen und jährlich 250.000 t Steinkohle in 320 Mio. m³ Synthesegas und 80 Mio. m³ Wasserstoff umwandeln. Die zusätzlich anfallenden 480.000 t Dampf sollen der Energieversorgung der Ruhrchemie dienen (CHEM. IND. 7/1982).

Die wichtigsten Endprodukte der Kohlevergasung sind Synthesegas (CO+H₂) und Erdgasersatz (SNG, entspricht Methan). Sie werden als Brenngas oder als Ausgangspunkt für weitere Synthesen, wie Methanol-Synthese oder Ammoniak-Erzeugung genutzt.

In den folgenden Abschnitten sollen nun die wichtigsten Verfahren der Kohleumwandlung, die eine Einkopplung nuklearer Prozeßwärme erlauben, erläutert werden.

6.2.1 Hydrierende Kohlevergasung (HKV) und Hochtemperatur-Winkler-Vergasung (HTW)

Bei der HKV wird im Wirbelbett eine auf eine Korngröße unter 2 mm feingemahlene Kohle mit Wasserstoff bei bis zu 120 bar Druck und einer Temperatur von ca. 900°C umgesetzt. Die Umsetzung (4) ist exotherm und ihre Abwärme kann zur Vorheizung des Wasserstoffs dienen:



Der benötigte Wasserstoff kann dabei auf zwei Arten gewonnen werden:

Einmal durch Einsatz des Restkokes der HKV in einer HTW-Vergasung mit Gasaufbereitung. Andererseits durch katalytische Spaltung des bei der HKV erzeugten Methans in einem RSO mit Hilfe nuklearer Prozeßwärme aus einem HTR (ERDÖL + KOHLE 4/1984, siehe auch Abb. 5). Prinzipiell ist auch die Einkopplung nuklearen Prozeßdampfes in die HTW-Anlage und die Kohletrocknung des Kombiprozesses möglich (Abb. 5 und 6). Die Einkopplung nuklearer Prozeßwärme im RSO soll eine Kohleinsparung von 40% ermöglichen.

Von 1976 bis 1982 wurde eine halbtechnische Versuchsanlage zur HKV von der Rheinischen Braunkohlewerke AG in Wesseling betrieben. Im Mai 1983 wurde eine Pilotanlage der HTW für die HKV mit dem Ziel, aus Braunkohle einen Erdgasersatz, SNG, herzustellen, in Betrieb genommen. Auch Gasaufbereitung und Wasserstoff-Kreislauf wurden zugeschaltet. Mitte 1983 ging dort eine HKV-Pilotanlage mit 10 t/h Trockenbraunkohle Durchsatz in Betrieb (BRAUNKOHLE 9/1985). Neben der Vergasung müssen auch die Gaswäschen und die Tieftemperaturzerlegung bis zur Abgabe eines brauchbaren SNG erprobt werden.

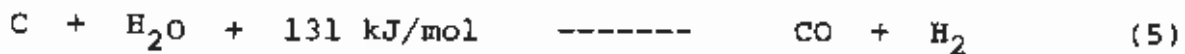
Beim HTW-Verfahren wird gemahlene und getrocknete Braunkohle im Wirbelbett bei Temperaturen bis zu 1000°C und Drücken bis zu 10 bar mit Wasserdampf und Sauerstoff vergast. Es ist besonders für die Vergasung von Braunkohle geeignet, da diese reaktionsfähiger als Steinkohlen sind und daher die hohen Temperaturen einer Flugstaubvergasung nicht gebraucht werden. Außerdem wird dadurch der Ascheerweichungspunkt nicht erreicht, so daß die Ascheteilchen nicht zusammenbacken können. Das HTW-Verfahren kann nicht nur zur SNG sondern auch zur Wasserstoff-(Reduktionsgas) und Schwachgas-Produktion (Brenngas mit niedrigem H_2) verwendet werden. Das Schwachgas könnte auch mit der Luftfahrweise produziert und in einem Gas-Dampfturbinen-Kohlekraftwerk (GDK) eingesetzt werden (ENERGIE 6/1984).

Zur Entwicklung des HTW-Verfahrens hatte Rheinbraun mit dem

Bau einer Demonstrationsanlage in Berrenrath begonnen, die 1985 in Betrieb ging und Synthesegas für die Methanol-Synthese liefert (CHEM. IND. 6/1986). Aus 0,5 Mio. t/a an Braunkohle werden dabei 300 Mio. t/a an Synthesegas. Diese Anlage soll die gesicherte Auslegung einer kommerziellen Anlage ermöglichen.

6.2.2 Wasserdampf-Kohle-Vergasung (WKV)

Die WKV ist eine insgesamt endotherme Reaktion, es muß also Wärme eingekoppelt werden um sie aufrechtzuerhalten. Dafür ist die heterogene Wassergasreaktion verantwortlich:



Sie kann als allothermes Wirbelbettverfahren bei Drücken bis 40 bar und Temperaturen um 800°C durchgeführt werden. Zur Einkopplung nuklearer Prozeßwärme sollen von oben tauchsiederartig hineinragende Wärmeaustauscher dienen, die von 900°C heißem Helium aus dem Zwischenwärmeaustauscher des HTR durchströmt werden. Dazu muß die Temperatur im Helium-Primärkreislauf des HTR 950°C erreichen. Bisher stößt die Ausführung des Zwischenwärmeaustauscher-Systems aber auf große Schwierigkeiten. Der Restwärmehalt des Heliums im Sekundärkreislauf soll zur Dampferzeugung genutzt werden (Abb. 7).

Das Produkt der WKV ist ein Synthesegas mit einem Methan-Gehalt von ca. 12%, es kann gut zu SNG weiterverarbeitet werden.

Seit 1976 wird bei der Bergbau-Forschung in Essen eine halbtechnische Versuchsanlage zur WKV betrieben. Die Anlage erreicht im Dauerbetrieb einen Durchsatz von 200 kg/h Kohle. Backende Kohlen können mit der sog. Strahlaufgabe zudosiert werden. Es ist jedoch auch eine Vorbehandlung backender Kohle mit dem Lurgi-Ruhrgas-Verfahren oder einer HKV als Vorstufe

(Kombiverfahren) möglich (BMFT 1982-069). Die Kombination HKV mit WKV wird aber auf längere Sicht wegen vielfältiger Probleme nicht experimentell abgesichert werden können.

6.2.3 Weitere Verfahren und Verbundproduktion

Zur Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe aus Kohle gibt es zwei Grundverfahren, deren verschiedene Varianten in einem Teilbereich die Einkopplung nuklearer Prozeßwärme erlauben (HOFFMANN 1982, siehe Abb. 8).

Das Verfahren (a), die indirekte Kohleverflüssigung, führt über mehrere Stufen und hat eine wesentlich schlechtere thermische Ausbeute als Verfahren (b), die direkte Kohleverflüssigung. Bei dem indirekten Verfahren (a) sind folgende Möglichkeiten zur Synthesegasherstellung gegeben:

- 1) Lurgi-Druckvergasung
- 2) HKV mit Methan/Wasserdampfspaltung im RSO
- 3) WKV mit Methan/Wasserdampfspaltung im RSO

Der zur direkten Kohleverflüssigung benötigte Wasserstoff kann durch die folgenden Gaserzeugungsverfahren hergestellt werden:

- 1) Lurgi-Druckvergasung
- 2) Methan-Wasserdampfspaltung im RSO
- 3) WKV

Die Verfahren Lurgi-Druckvergasung, HKV, WKV und die Methan-/Wasserdampfspaltung im RSO wurden bereits erklärt (s.o.). Hier sollen nun noch die Methanolsynthese, das Mobil-Oil-Verfahren und die direkte Kohleverflüssigung dargestellt werden. Heute wird Methanol meist durch die Umsetzung von CO und CO₂ mit H₂ (aus Synthesegas) bei 270°C und 40-100 bar Druck an einem Kupfer-Katalysator hergestellt. Die Reaktion

ist exotherm und die entstehende Abwärme kann zur Dampferzeugung und für Kompressorenantriebe genutzt werden.

Das Rohmethanol kann direkt als Chemierohstoff oder als Kraftstoff mit nur wenigen Prozenten Kohlenwasserstoffen als M 100 in Otto-Motoren oder mit Zündbeschleunigern und Lösungsvermittlern in Dieselmotoren eingesetzt werden (AFAS 7/1986). Es gibt Planungen, die eine Kombination von vier HTR-Modulen mit HKV, WKV und Methanolsynthese vorsehen. Dabei würden 2995 t/d an Methanol und 1202 t/d an Restkoks entstehen. Mit nachgeschaltetem Mobil-Oil-Prozeß beliefe sich die Produktion auf 1147 t/d Benzin, 84 t/d LPG (Flüssiggas) und 72 t/d Methan (AK-KT 3/1985).

Das Methanol kann also indirekt genutzt werden, indem es beim Mobil-Oil-Verfahren mit Zeolith-Katalysatoren bei 360°C und ca. 20 bar Druck zu Kraftstoffen und anderen Produkten umgesetzt wird. Dabei kann es mit der MTG-Variante (Methanol-To-Gasoline) in bleifreies Benzin und mit der MTO-Variante (Methanol To Olefins) des Mobil-Oil-Verfahrens in schwefelfreien Dieselkraftstoff verwandelt werden (AFAS 7/1986).

Zur direkten Kohleverflüssigung wurde in der BRD das frühere IG-Farben-Verfahren nach Bergius-Pier zum IG-Neu-Verfahren ("Deutsche Technologie") weiterentwickelt, wobei detaillierte Konzepte nur für Steinkohle existieren. Bei diesem IG-Neu-Verfahren wird die feingemahlene, mit Prozeßöl und Katalysator angemischte Steinkohle zusammen mit Wasserstoff in den Hydrierreaktoren bei 450°C und 300 bar Druck umgesetzt. Danach werden die gas- und dampfförmigen Produkte vom Hydrierückstand abgetrennt und zu Benzin, Mitteldestillat und Flüssiggas aufgearbeitet. Der Kohlenstoff, Schwefel und Asche enthaltende Hydrierückstand soll zur Wasserstoff-Herstellung vergast werden. Die bei der Verschwelung zurückbleibenden Reststoffe können in einer Wirbelschichtanlage zur Dampferzeugung verbrannt werden. Dadurch entstehen bei dem IG-Neu-Verfahren noch zusätzliche Umweltprobleme.

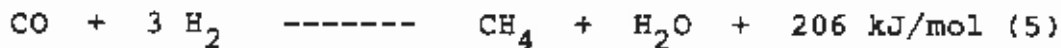
Die einzige zur Zeit in Betrieb befindliche Versuchsanlage zur direkten Kohleverflüssigung nach dem IG-Neu-Verfahren ist

die Kohleöl-Anlage von Ruhrkohle AG und VEBA AG in Bottrop. Diese Anlage kann 200 t Kohle pro Tag verarbeiten (AFAS 7/1986). Pläne der Ruhrkohle AG, eine Demonstrationsanlage mit einem Durchsatz von 1 Mio t/a zu errichten, sind vorläufig auf Eis gelegt worden (BER 6/1986, ERDÖL + KOHLE 9/1984). Außer dem IG-Neu-Verfahren sind in der BRD noch zwei weitere Verfahren zur Kohleverflüssigung in Entwicklung, die Hochdruckhydrierung (Druck = 1000 bar) und das Pyrosol-Verfahren (Druck = 200 - 250 bar), die zwar einen höheren Wirkungsgrad und niedrige Investitionskosten versprechen, aber noch nicht ausgereift sind (AFAS 7/1986). Weiterhin gibt es noch die schon erwähnten im Ausland mit deutscher Beteiligung entwickelten Verfahren. Sie basieren z.T. auf einem anderen, dem Pott-Broche-Verfahren, bei dem die Kohle mit einem Lösungsmittel depolymerisiert und naszierender Wasserstoff aus dem Lösungsmittel an sie angelagert wird (AFAS 7/1986). Diese Verfahren sollen aber hier nicht besprochen werden, da ihr Einsatz im Bereich der Nutzung nuklearer Prozeßwärme bisher nicht eingehender zur Diskussion gestanden hat.

6.3 Fern- und Prozeßwärme durch Nukleare Fernenergie (NFE)

Zur nuklearen Fernwärmeversorgung wurde 1975 von den Partnern KfA Jülich GmbH und Rheinische Braunkohle AG das Projekt Nukleare Fernenergie (NFE) gestartet. Dabei handelt es sich um den Versuch, mit Hilfe gasförmiger Wärmeträger die von einem HTR erzeugte Wärme als chemische Energie (Reaktionsenthalpie) zu speichern, um sie dann möglichst verlustfrei transportieren und an anderem Ort wieder freisetzen zu können (Abb. 9) Zur Energiespeicherung dient die schon oben erwähnte Methan-spaltung im RSO zu Synthesegas. Zur Wärmefreisetzung beim Verbraucher soll der umgekehrte Prozeß, die Methanisierung des Synthesegases, benutzt werden. Dabei sind Temperaturen bis zu 700°C und Drücke bis zu 40 bar üblich, mit der freiwerdenden Wärme wird überhitzter Hochdruckdampf erzeugt.

Neben der Methanisierungsreaktion (5) laufen auch



noch die homogene Wassergasreaktion (2) und die Boudouard-Reaktion (3) (s. o.) ab. Aufgrund der zuletzt erwähnten Reaktion treten auch hier Schwierigkeiten durch Rußablagerungen auf. Außerdem kann sich in einem bestimmten Reaktionsabschnitt ($\text{Ni}(\text{CO})_4$), Nickeltetracarbonyl, bilden, wodurch der Nickel-Katalysator geschädigt wird. Auch Korrosion durch das Prozeßgas, z.B. durch "metal-dusting" (Metallstaub-Entwicklung) bereitet hier noch Schwierigkeiten (JÜL-SPEZ 1985-303). Um die Reaktionswärme auszukoppeln, werden für die Methanisierung zwei verschiedene Verfahren erprobt:

a) Adiabate Prozeßführung

Dies ist eine mehrstufige Prozeßführung, bei der den adiabaten Reaktoren jeweils Wärmeaustauscher nachgeschaltet sind. Durch die im ersten adiabaten Reaktor auftretenden hohen Gastemperaturen von über 800°C kann Katalysatorschädigung bzw. Rußbildung im dahinter befindlichen Wärmetauscher auftreten. Durch eine Produktgasrückführung mit Quenchkühlung sollen solche Schwierigkeiten bei den Versuchsanlagen ADAM I (1974, 600 kbm SNG/h) und ADAM II (seit 1980, 9600 kbm SNG/h) vermindert werden.

b) Wärmeauskopplung innerhalb des Reaktors

Hier wird der Wärmeaustausch am Ort der Entstehung, also im Reaktor (katalytisches Festbett) vorgenommen. Der erste auf diese Art gekühlte Reaktor wurde 1982 als einstufige Pilotanlage "IRMA" in Betrieb genommen. In der Anlage "IRMA" kann aber statt des erwünschten Hochdruckdampfes nur Sattedampf mit 100 bar Druck erzeugt werden.

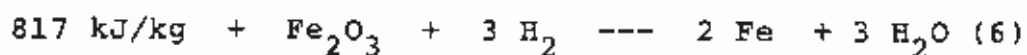
Schließlich ist noch eine kombinierte Prozeßführung möglich, bei der zwei gekühlte Reaktoren mit einem adiabaten Reaktor zusammengeschaltet werden (IRMA/ADAM-Kombianlage). Dies hat den Vorteil, daß eine Produktgasrückführung überflüssig wird

und trotzdem hinter dem adiabaten Reaktor Wärme zwischen 650 und 300°C zur Erzeugung von überhitztem Turbinendampf zur Verfügung steht.

Der NFE-Kreisprozeß (Abb. 9) wurde lediglich in den Anlagen EVA I/ ADAM I (300 kW) sowie EVA II/ ADAM II (5 MW) erprobt, das zugeführte Helium wurde elektrisch aufgeheizt. Von der zugeführten elektrischen Energie konnten 53% als Fernenergie mit Umgebungstemperatur zur ADAM II-Anlage transportiert und dort zum größten Teil bei Temperaturen bis zur 650°C wieder als Wärme freigesetzt werden. Durch die für Heizzwecke nutzbare Wärme aus dem Anlagenteil EVA II ergibt sich für die Versuchsanlage ADAM II/EVA II ein Gesamt-Energienutzungsgrad von 72%. Doch selbst wenn dieser Nutzungsgrad auch in Großanlagen tatsächlich erreichbar wäre, würde die Wärmebereitstellung mit HTR über NFE eine wesentlich größere installierte HTR-Leistung erfordern als die direkte HTR-Wärmeauskopplung bei gleicher Endenergieproduktion. Das NFE-System des Wärmetransports vom HTR bis zum Verbraucher ist schließlich technisch auch sehr aufwendig, denn es läuft über zwei Umwandlungsstufen (Methanreformer und Methanisierung) und benötigt zusätzlich ein Verteilungssystem.

6.4 Eisenerzreduktion und Elektrostahlerzeugung

Mit Hilfe eines nuklear beheizten RSO läßt sich theoretisch Reduktionsgas für die Direktreduktion von Eisenerz gewinnen. Beim Direktreduktionsverfahren liegt die Zusammensetzung für das Reduktionsgas allerdings bei nahezu 100% Wasserstoff und der Gehalt an Wasser und Kohlendioxid muß verschwindend klein sein. Das erfordert zusätzliche Reinigungsschritte wie Kohlenmonoxid-Konvertierung, Gasreinigung und Methanabtrennung (Abb. 10). Der rein chemische Wasserstoffverbrauch zur Herstellung von 1 t Eisenschwamm ergibt sich aus folgender Beziehung:



Danach wären 610 Nkkm H_2 /t Fe einzusetzen. Durch den Wasserstoffbedarf zur Deckung der Reaktionswärme, die Erzvorwärmung und die nötige Wasserstoffaufheizung (3-4 GJ) ergibt sich aber praktisch ein Bedarf von ca. 1000 Nkkm H_2 /t Fe. Der Wasserstoff ist nach der Reinigung 98 %ig und steht unter 20 bar Druck. Er muß gegebenenfalls entspannt und auf 1100°C vorgewärmt werden. Dies ist nötig, um das Erz mit seiner fühlbaren Wärme auf Reduktionstemperatur zu bringen, die Reduktionswärme aufzubauen, Abstrahlverluste auszugleichen und die Erznässe zu verdampfen. Also kann bestenfalls die Vorwärmung bis 900°C mit HTR-Wärme erfolgen, die Überhitzung auf 1100°C müßte durch Wasserstoff-Verbrennung erfolgen (WINTER + NITSCH 1986).

Das Produkt der Reduktion ist Eisenschwamm, aus dem in einem Elektroofen unter Schrotzugabe (max. 20%) bei einem Verbrauch von 525 kWh/t flüssiger Stahl Elektrostahl hergestellt werden kann. In der BRD sind Oxygenstahl und Elektrostahlerzeugung vorherrschend, die Verfahrenslinie der Direktreduktion mit Weiterverarbeitung im Elektrolichtbogenofen wird kaum angewendet, da sie kostengünstiges Gas voraussetzt. Der HTR könnte in der Eisenschaffenden Industrie zur Reduktionsgaserzeugung (Direktreduktion, Hochofen), zur Deckung eines Teils des Reaktionswärmebedarfs bei der Direktreduktion und zur Strombereitstellung für die Elektrostahlerzeugung dienen. Ein Zuwachs der Eisenschwammherstellung mittels Direktreduktion würde in jedem Fall einen verstärkten Stromverbrauch in der Elektrostahlerzeugung nach sich ziehen (JÜL-SPEZ 1985-308).

6.5 Wasserspaltung

Wasserstoff wird heute hauptsächlich durch die katalytische Dampfspaltung (Steam-Reforming) von Erdgas, welches zur Zeit

das billigste Verfahren ist, sowie durch die oben genannten Kohlevergasungstechnologien (als Synthesegas, "Rohwasserstoff") hergestellt. Nur ein kleiner Teil (weniger als 10%) wird durch elektrolytische Wasserspaltung erzeugt. Es gibt aber auch Ansätze zu einer Entwicklung der thermochemischen Wasserspaltung, bei der ein HTR die Prozeßwärme liefern könnte.

Thermochemische Kreisprozesse mit HTR sind aber im Gegensatz zur elektrolytischen Wasserstoffherstellung mit Kernenergiestrom nur in zentralen Großanlagen denkbar, d.h. die Kapazität kann kaum dem spezifischen Bedarf angepaßt werden.

Wasser kann gewöhnlich erst bei sehr hohen Temperaturen (2000 °C) thermisch gespalten werden. Durch die Anwendung mehrstufiger thermochemischer Kreisprozesse läßt sich die nötige Temperatur herabsetzen. Bei einer Obertemperatur von 1000 °C sind mehr als zwei Reaktionen auf mehr als zwei verschiedenen Temperaturniveaus notwendig, wenn attraktive Energieausbeuten erzielt werden sollen ($\eta = 0,32-0,44$). Ein solcher mehrstufiger Prozeß bringt jedoch verfahrens- und prozestechnische Komplikationen mit sich, die ihn mit hoher Wahrscheinlichkeit unwirtschaftlich machen.

Bei sog. Hybrid-Kreisprozessen ist dagegen eine der Teilreaktionen eine Elektrolyse und unter diesen Bedingungen sind brauchbare thermische Gesamtausbeuten auch mit Zweistufenzyklen realisierbar.

Die thermochemischen und die Hybrid-Kreisprozesse befinden sich aber erst in der F + E -Phase, vor allem erhebliche Materialprobleme und die bisher noch nicht erreichten, aber angestrebten Wirkungsgrade von $\approx 30\%$ stehen einer technischen Realisierung entgegen. In den nächsten 20 Jahren werden diese Verfahren keine Konkurrenz zu dem meist angewandten Steam-Reforming oder zur herkömmlichen Wasser-Elektrolyse sein können (WINTER + NITSCH 1986).

Das Verfahren der Hochtemperatur-Dampfelektrolyse ist ebenso wenig ausgereift wie die erwähnten Kreisprozesse und kommt daher auch nicht für die Einkopplung nuklearer Hochtempera-

turwärme in Frage.

Zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff mit den zur Verfügung stehenden konventionellen Elektrolyseverfahren, z.B. mit der Membran-Chlor-Alkali-Elektrolyse, ist der HTR nicht nötig. Dazu können z.B. ebensogut regenerative Energiequellen oder Schwachlaststrom benutzt werden. Die Verfahren zur Chlor-Alkali-Elektrolyse sollen daher hier nicht weiter betrachtet werden (WINTER + NITSCH 1986).

6.6 Erdöl-Erschließung

Der Einsatz nuklearer Prozeßwärme aus HTR zur Vergrößerung der Menge technisch-wirtschaftlich ausbeutbaren Erdöls ist schon seit langem ins Auge gefaßt worden. Dabei ist zwischen

- a) Tertiärer Ölförderung einschließlich Nutzung von Schwerölförderung und Teer- und Ölsanden sowie
- b) Nutzung von Ölschiefer

zu unterscheiden.

Neben der konventionellen Ölförderung, bei der im Mittel nur ca. 30% des in Lagerstätten vorhandenen Öls ausgebeutet werden, bietet sich die tertiäre Ölförderung mit organischen Lösungsmitteln, Kohlendioxid-Injektion oder Dampf-Injektion an. Die Dampf-Injektion ermöglicht auch die Einkopplung nuklearer Prozeßwärme, mit deren Hilfe der sonst zur Dampferzeugung verwendete Anteil von 20-25% der gewonnenen Ölprodukte ersetzt werden könnte. Mit dieser Methode könnten auch Schwerölfelder und Ölsande ausgebeutet werden (JÜL 1985-1977).

Außerdem könnte die nukleare Prozeßwärme zur Aufarbeitung der anfallenden Öle niedriger Qualität dienen, damit diese in Pipelines transportierbar sind. Hierbei wäre die Herstellung des für die hydrierende Aufarbeitung nötigen Wasserstoffs in einem heliumbeheizten RSO denkbar.

Nach einer Rechnung der KfA-Jülich (NIEBEN 1984) könnte ein HTR mit 1500 MJ/s Leistung bei Einsatz als Dampf-, Strom- und Wasserstoff-Erzeuger eine Produktion von 550 t/h (= 4 Mio t/a) erreichen, während bei konventioneller Dampferzeugung nur 400 t/h (= 3 Mio t/a) produziert werden könnten.

In Kanada gibt es seit 1975 die Alberta Oil Sands Technology and Research Authority (AOSTRA), die den Dampf-Injektions und den Verbrennungs-Prozeß zur Ölsandausbeutung erprobt. Die Erprobung der Dampf-Injektion soll beim Peace-River-Projekt stattfinden, das 124 Mio. \$ kosten und Ende 1987 beendet sein soll. Im Rahmen des "Synchrude-Projekts" werden aus dem im Tagebau abgebauten Ölschiefer in Fort Mc Murray 129.000 bbl Synchrude pro Tag produziert. Zur Produktion von Injektionsdampf ist ein Schwerwasserreaktor der CANDU-Linie vorgeschlagen worden, dessen Einsatz aber eine zusätzliche elektrisch Überhitzung erfordern würde. Daher ist auch die Nutzung eines HTR, der Wärme auf dem erforderlichen Temperaturniveau (500 °C) liefern könnte, im Gespräch (JÜL 1984-1986).

Einige Ölschiefer haben ein niedriges H/C-Verhältnis, einen hohen Schwefelgehalt und einen niedrigen Karbonatanteil. Bei der üblichen Inertgasschwelung liefern sie nur wenig Öl. Dagegen erhöht sich die Ölausbeute um 160%, wenn hydrierend und unter Druck geschwelt wird. Dabei ist der apparative und energetische Aufwand wesentlich höher als bei der Inertgasschwelung. Auch hier ist der Einsatz eines HTR mit 1500 MJ/s Leistung in Diskussion. Bei Betrieb nur mit Ölschiefer müsste eine 35-40% höhere Schiefermenge eingesetzt werden (NIEBEN 1986).

Diese Technologien werden jedoch selbst nach der Jahrhundertwende kaum in großem Maßstab realisierbar sein.

7 Marktpotential und Wirtschaftlichkeit

7.1 Kohleumwandlungsverfahren

Durch Kohleumwandlung lassen sich gasförmige und flüssige Produkte gewinnen. Synthesegas kann durch alle o.g. Vergasungsverfahren dargestellt werden. Es ist die Rohstoffbasis für die Erzeugung von Wasserstoff, Kohlenmonoxid und großtechnischen Produkten wie Ammoniak, Methanol und Oxoalkoholen, in Ländern mit billiger Kohle auch für Kohlenwasserstoffe (Fischer-Tropsch-Synthese). Es dient auch als Heiz- und Kraftgas. Durch Methanisierung (siehe 6.3) läßt sich aus Synthesegas entweder SNG oder Wasserstoff bzw. wasserstoffreiches Reduktionsgas herstellen. SNG und Wasserstoff können wiederum bei den Verfahren zur indirekten Kohleverflüssigung mittels Methanol-Synthese und Mobil-Oil-Verfahren (MTG, MTO) oder zur direkten Kohleverflüssigung (IG-Neu) verwendet werden.

In der Chemischen Industrie der BRD werden ca. 10 Mrd kbm/a an Synthesegas gebraucht. Aus einer Mio SKE Kohle können theoretisch bei Verwendung von HTR-Wärme etwa zwei Mrd kbm Wasserstoff und Kohlenmonoxid hergestellt werden. Demnach wären dann 5 Mio t SKE nötig, um den Gesamtbedarf zu decken (BER 6/1986, S.24). Das Marktpotential für Synthesegas gliedert sich in 33% für die Ammoniak-Synthese und Düngemittelproduktion, 32% für die Methanol-Synthese, 25% für Raffinerie- und 10% für Chemie-Produkte. Nun setzt die Chemische Industrie bei der Düngemittelproduktion aber eher auf Rationalisierungs-Maßnahmen als auf Produktionssteigerung, da das zukünftige Absatzvolumen begrenzt bleiben wird (CHEM. IND. 12/1985). Bei der Methanol-Produktion gibt es weltweit Überkapazitäten und in allen genannten Bereichen werden schließlich vorhandene Anlagen bis zum Ende ihrer Rentabilität genutzt. Schon von daher wird das Substitutionspotential für SNG und Synthesegas beträchtlich geschmälert. Bei gleichen Heizwertkosten ist die Kohleumwandlung bezogen

auf den Brennstoff zudem immer teurer als die Konversion von Öl oder petrochemischen Produkten. In dieser Hinsicht hat Kohle einen wirtschaftlichen Nachteil gegenüber Öl, der erst schwindet, wenn Öl erheblich teurer wird als Kohle. Durch die Ölkrise in den 70er Jahren und die starke Rohstoffimportabhängigkeit wurde in der BRD die Forderung "weg vom Öl" (BMWI 1981) laut, die dann durch den Ausbau der Kernenergie und die Programme "Kohleveredelung" (BMFT, 1980) und "Neuen Kraftstoffen auf der Spur" (BMFT, 1974) konkretisiert wurde. Da nun einerseits die Energiewirkungsgrade der Kohleumwandlungsverfahren (= 0,45-0,55) verglichen mit denen der Kraft/Wärme Kopplung (= 0,7 bis 0,9) sehr niedrig sind und andererseits Förderung, Transport und Verteilung der entsprechenden Kohlemengen bei einer Substitution von Erdöl- durch Kohleprodukte in der Chemischen Industrie und Energieerzeugung erhebliche Probleme verursachen würde, schien sich der Einsatz nuklearer Prozesswärme zur Kohleumwandlung aus folgenden Gründen als Lösung anzubieten:

a) Beim Einsatz eines HTR zur Kohleveredelung lassen sich theoretisch bis zu 50% der ohne HTR nötigen Kohle ersetzen. Dadurch tritt das Problem des niedrigen Wirkungsgrades scheinbar in den Hintergrund, eine wirtschaftliche Produktion wird in Aussicht gestellt. Da durch die HTR-Wärme Kohle substituiert werden könnte, wären die Umweltschutz- und Kohleverteilungs-Probleme der Kohleumwandlung geringer.

b) Weiterhin wäre der Absatz der heimischen Steinkohle trotz des geplanten verstärkten Einsatzes von Kernenergie zur Stromerzeugung durch den Bedarf der Kohleumwandlung gewährleistet.

Bei der o.g. Betrachtungsweise werden jedoch die folgenden kritischen Punkte übersehen:

1) Der Einsatz von HTR zur Kohleumwandlung wird wegen tech-

nischer und wirtschaftlicher Probleme - wenn überhaupt - erst nach der Jahrhundertwende in spürbarem Ausmaß stattfinden können. Die Verwirklichung einer großtechnischen Anlage zur direkten Kohlehydrierung (siehe 6.2.3) stockt ebenso wie die Entwicklung der für die nukleare Kohleumwandlung wichtigen Komponenten (AK-KT 3/1985).

In einer Technikfolgenabschätzung des Kernforschungszentrums Karlsruhe zur Kohleverflüssigung (AFAS 7/1986) ergibt sich für keine der dargestellten Optionen (Abb. 11) eine durchgehend günstige Bewertung hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, der Realisierungsmöglichkeiten und der Umwelteffekte.

Die Verfahren zur Herstellung des Methanol-Kraftstoffes M 100 mittels indirekter Kohleverflüssigung weisen erhebliche Realisierungsprobleme auf, da die Einführung des M 100 einen hohen "Regelungs- Abstimmungs- und Anpassungsbedarf" (AFAS 7/1986, S. 57) erfordert. Die Herstellung von MTG aus Steinkohle auf indirektem Weg wird als relativ unwirtschaftlich eingestuft. Die Option der MTG-Herstellung aus Braunkohle würde schließlich einen Ersatz der von der Verstromung abgezogenen Braunkohle durch Kernkraft erfordern. Dies würde den Steinkohlebergbau nicht fördern, sondern ihm eher schaden. Damit bleiben nur noch die Kohlehydrierungs-Optionen, die aber bestenfalls langfristig realisierbar sind und erhebliche Umweltprobleme mit sich bringen würden.

Untersuchungen der Unternehmen Veba-Öl AG und Ruhrkohle AG zur Wirtschaftlichkeit einer Großanlage zur direkten Kohleverflüssigung zeigen jedoch, daß sowohl eine reine Kohlehydrieranlage als auch eine bivalente Anlage, welche auf Schwerölbetrieb umgerüstet werden kann, so hohe Subventionen erfordern würden, daß die Unternehmen einem Bauprojekt ablehnend gegenüberstehen (ERDÖL + KOHLE 4/1986). Auch wenn keine Kohlekosten berechnet würden, wäre ein wirtschaftlicher Betrieb der direkten Kohlehydrierung zur Zeit unmöglich.

Die Herstellung von Super-Benzin aus Braunkohle mit der indirekten Kohleverflüssigung über das MTG Verfahren würden nach Berechnungen der Rheinischen Braunkohlewerke AG heute einen

Preis ab Zapfsäule von etwa zwei Mark erfordern. Auch in der AFAS-Technikfolgenabschätzung (AFAS 7/1986) werden die MTG-Optionen für die Bundesrepublik als am ungünstigsten eingestuft, die MTG-Option auf der Basis von Steinkohle stellt die unwirtschaftlichste Variante dar.

Auch die SNG-Erzeugung ist selbst bei Einsatz von Importkohle noch weit entfernt von der Schwelle zur Wirtschaftlichkeit (CHEM. IND. 1/1985). Erdgas hatte 1985 mit 59 Mio t SKE/a einen Anteil von fast 16% an der Primärenergie, hauptsächlich im Wärmemarkt. Die Kosten zur SNG-Herstellung liegen jedoch mit ca. 75 DPf/kbm ungefähr doppelt so hoch wie der Erdgasimportpreis, der Ende 1985 zwischen 36 bis 37 DPf/kbm lag (BER 6/1985, S. 24). Für die WKV wurden Anfang der 80er Jahre 70% höhere Herstellungskosten bei einem damaligen Erdgasimportpreis von 30 DPf/kbm geschätzt. Ende 1986 soll eine WKV-Studie mit neuen Daten fertiggestellt sein.

2) Die Einführung der Kohleumwandlung allein beinhaltet schon sehr viele unwägbare wirtschaftliche, ökologische und politische Probleme, die durch die Verbindung mit der ebenso risikoreichen und kapitalintensiven HTR-Technologie noch einmal wesentlich gesteigert wird. Ein solches Risiko können auch größere Gesellschaften nicht tragen und es übersteigt auch deren Finanzierungsmöglichkeiten (CIESIOLKA + SCHMITT 1982). Für die Kohleumwandlungs-Technologie sind sehr hohe Investitionen, Betriebskosten und Subventionen aufzubringen (s.o.). Die Investitionskosten sind bisher nur Schätzungen, die bei Großtechnologien bekanntlich meist umso stärker von der Realität abweichen, je niedriger der Entwicklungsstand ist. Rheinbraun äußert sich heute zur Frage nach Projekten zur Kohleveredelung mit dem HTR eindeutig: Sie würden doch nicht zwei unausgereifte Technologien auch noch zusammenbringen (WIRTSCHAFTSWOCHE 14/1986).

3) Für Kohleumwandlungsverfahren sind erhebliche Umweltschutzmaßnahmen erforderlich, die bei bisherigen Abschät-

zungen nur unzureichend berücksichtigt worden sind. Dies betrifft vor allem die festen Rückstände (Vergaserasche, Hydrierrückstände) sowie die Abwässer und Klärschlämme, da hier Analysen fehlen und die Entsorgung nicht hinreichend geklärt ist (AFAS 7/1986, S. 42). Bei der Einführung von Kohleumwandlungs-Technologien ist daher mit erhöhten Emissionsminderungskosten bzw. einer schleppenden Entwicklung durch Entsorgungs- und Abwasserprobleme zu rechnen (FRITSCH 1985).

4) Der Bedarf für Produkte aus der Kohleumwandlung ist im Falle von Methanol mehr als gedeckt, die weltweiten Überkapazitäten verursachen möglicherweise langfristig niedrige Methanolpreise und bescheren zur Zeit selbst den großen Methanol-Herstellern in Saudi-Arabien Verluste. Deshalb sind auch die Pläne für das Projekt der Methanol-Synthese aus Braunkohle mit Hilfe dreier HTW-Vergaser bei Rheinbraun in Berrenrath stark zurückgesteckt worden (CHEM. IND. 6/1986).

Außerdem würde die Schaffung eines künftigen Mehrbedarfs (Kraftstoffsektor) an Methanol erhebliche Umstrukturierungen erfordern, wie z.B. die Änderung rechtlicher Regelungen, die Schaffung einer neuen Infrastruktur (Versorgungsnetz) und kraftfahrzeugseitige Anpassungen (AFAS 7/1986, S.51).

Im Falle der indirekten Hydrierung zu Kohlenwasserstoffen nur nach dem MTG -Verfahren würde ein Überangebot an Benzin entstehen, wenn nicht durch MTO-Fahrweise auch Mitteldestillate hergestellt würden.

5) Die im Auftrag des BMFT erstellte Technologiefolgenabschätzung (AFAS 7/1986, S. 51) gibt für alle 8 durchgespielten Kohleverflüssigungs-Optionen Kostennachteile gegenüber dem "Ölfall" an, das größte Problem aller Optionen ist zur Zeit die mangelnde Wirtschaftlichkeit. Daher wären staatliche Finanzhilfen für alle Optionen erforderlich. Dabei werden für 1990-2010 Bruttosubventionen zwischen 500 und über 2000 Mio. DM/a angegeben. Bei einer starken Eskalation der Investitionskosten, die bei neu eingeführten Technologien keine Sel-

tenheit ist, vergrößert sich der Subventionsbedarf noch. Durch ein großangelegtes Kohleumwandlungsprogramm würden also erhebliche staatliche Finanzmittel gebunden.

6) Ein Kohleumwandlungsprogramm ist keine Basis für eine Sicherung des Absatzes der heimischen Steinkohle, da Importkohle wesentlich billiger ist und Optionen der Kohleverflüssigung mit Braunkohleeinsatz (Methanol- bzw. MTG-Produktion) wesentlich günstigere einzelwirtschaftliche Voraussetzungen haben (AFAS 7/1986, S. 56). In der AFAS-Studie zeigt sich, daß alle Optionen, die eine zusätzliche Förderung von Steinkohle vorsehen, nur schwer realisierbar sind (vor allem die M 100-Produktion) bzw. ungünstige Umwelteffekte aufweisen. Außerdem wird den Kohleverflüssigungs-Optionen, die auf einem Abzug von Braun- bzw. Steinkohle aus der Verstromung beruhen, eine theoretisch größere Wirtschaftlichkeit eingeräumt als den Optionen, die eine zusätzliche Förderung von Steinkohle vorsehen. Dadurch ist der Einsatz von Steinkohle bei einer zukünftigen Kohleverflüssigung sehr in Frage gestellt. Schließlich liegt der Preis deutscher Steinkohle zur Zeit bei ca. 350 DM/t und wird wegen verstärkten Anforderungen bei der Gewinnung in den nächsten Jahren noch steigen. Auch die Synthesegas-Produktion aus deutscher Kohle wäre erst bei sehr niedrigen Kohleinstandspreisen wettbewerbsfähig. Der Kohlepreis müßte bei 180 bis 200 DM/t liegen, wenn das Preisniveau von Synthesegas aus Schweröl (22 bis 24 DPf /kbn) erreicht werden sollte (BER 6/1986, S. 24).

7.2 Prozeßdampf-Erzeugung durch HTR

Um die Einsatzmöglichkeiten des HTR (siehe Abb. 1) im Bereich der Prozeßdampf-Erzeugung zu klären, sollen hier noch einmal die in Teil A (Kapitel 3.3 und 3.4) dieser Studie erwähnten Fakten zu diesem Thema zusammengefaßt werden.

Zur Prozeßdampferzeugung mit HTR existieren drei Konzepte, zwei für die sog. HTR-Modul-Linie mit kleinerer Leistung (ca. 200 MW thermisch pro Moduleinheit) und eines für den HTR 500 mit 500 MW elektrischer Leistung.

Von KWU/Interatom stammt der Plan für ein HTR-Modul mit 200MJ/s bzw. 170 MJ/s Leistung zur Dampf- bzw. Hochtemperaturwärme-Erzeugung bei Heliumaustritts-Temperaturen von 700 bzw. 900°C. Der "side-by-side" angelegte Dampferzeuger stellt Frischdampf von 530°C mit 190 bar Druck her, über einen Dampfumformer oder Wärmeaustauscher soll daraus Prozeßdampf für die Industrie hergestellt werden.

BBC/HRB hat das Konzept für den HTR 100 vorgelegt, der bei einer Leistung von 256 MJ/s eine Prozeßdampfmenge von 257 t/h bei 380°C und 32 bar Druck und auch Strom erzeugen soll.

Beide Modul-Konzepte sehen Industriedampf und -stromerzeugungsanlagen mit wenigstens zwei Moduleinheiten vor. Damit soll, wie schon oben erwähnt (Teil A, Abschnitt 3.4.2), die für Prozeßdampfanlagen in der Industrie nötige hohe Zeitverfügbarkeit nahe 100% durch Einsatz bei reduzierter Leistung sichergestellt werden (ENERGIE 7/1984, S. 43). Dadurch werden natürlich die Kapitalkosten für ein solches Zweier-Modul auch entsprechend hoch.

Der HTR 500 schließlich soll Prozeßdampf von 120°C mit 1,5 bar und 300°C mit 22 bar Druck für die Chemische Industrie bzw. Dampf von 420°C mit 90 bar für die Lurgi-Druckvergasung erzeugen (ENERGIE 7/1984, S.39).

Nun stellt sich die Frage, ob überhaupt ein entsprechender Bedarf für dieses Prozeßdampf/Strom-Angebot aus HTR in der Industrie oder im Gewerbe vorhanden ist. Dies kann durch eine Betrachtung des Endenergiebedarfs der Industrie in Abhängigkeit von den Prozeßtemperaturen abgeschätzt werden (siehe Abb. 12). Dabei zeigt sich, daß ein Bedarfsminimum bei 900°C vorliegt, während zwei Maxima bei ca. 200°C bzw. 1300 bis 1500°C auftreten (SCHAEFER 1985, S. 10). Die nach den oben erwähnten Konzepten von HTR-Modulanlagen anbietbare Prozeßdampf-Wärme liegt also mit 300 bis 500°C eher im Be-

darfsminimum, das Prozeßwärmeangebot des HTR liegt bei 700 bis 900°C sogar noch ungünstiger.

Der Hauptbedarf an Endenergie in Form von Prozeßwärme liegt bei der Eisenschaffenden Industrie im Bereich von 1300 bis 1500°C, die Chemie benötigt hauptsächlich Prozeßdampf mit 300 bis 500°C und das übrige Gewerbe sowie die Papier-, Zellstoff- und Pappe-Industrie den Bereich von 100 bis 300°C. Daher ist der HTR bestenfalls für die Chemische Industrie als Prozeßwärmelieferant interessant, doch auch da sind die tatsächlichen Anwendungsmöglichkeiten und die Nachfrage eher gering (WIRTSCHAFTSWOCHE 14/1986, S. 75). Dies hängt sicher auch mit den für eine Zweier-Modul-Anlage hohen Kapitalkosten im Vergleich zu einer fossil befeuerten Anlage zusammen.

Ein weiteres Problem für die Einführung von HTR zur Prozeßdampferzeugung ergibt sich daraus, daß 90% der Dampferzeuger in der Industrie Kessel mit einer Dampfleistung von lediglich bis zu 10 t/h sind (SCHAEFER 1985, S. 49), aber die wenigen Großanlagen, die den größten Teil des industriellen Energiebedarfs abdecken, unterliegen meist der Großfeuerungsanlagen-Verordnung (GFAVO). Damit sind HTR-Zweier-Modul-Anlagen oder gar der HTR 500 nur in wenigen Großbetrieben mit zentraler Energieversorgung anwendbar. Die Großfeuerungsanlagen sind jedoch zum größten Teil mit Kohle oder schwerem Heizöl befeuert und müssen daher bis 1988 nach den Bestimmungen der GFAVO umgerüstet werden, sonst bleibt den Anlagen nur eine Restnutzungsdauer von 30.000 h ab 1.1.1984. Im Falle einer Umrüstung nach GFAVO käme für den Anlagenbesitzer also vor dem Jahr 2000 bis 2010 ein HTR als Industriekraftwerk nicht in Frage, da sich die Umrüstungsinvestition sonst nicht rentieren würde.

Wenn sich der Anlagenbesitzer dagegen für eine Restnutzung entscheidet, müßte er bis etwa 1989 eine Ersatzanlage gebaut haben, da die Restnutzung dann verbraucht ist. Er müßte sich also wegen des Zeitbedarfs für Genehmigung und Bau schon heute für ein fossil befeuertes oder ein HTR-Industriekraft-

werk entscheiden. Angesichts der Risiken, der hohen Kapitalkosten und der fehlenden Demonstrationsanlage für die HTR-Industriekraftwerke dürfte die Entscheidung zu deren Ungunsten ausfallen. Eine genügende Nachfrage für HTR-Industriekraftwerke ist also vor der Jahrhundertwende nicht zu erwarten.

7.3 Nukleare Fernenergie

Das System der NFE soll zu Umwandlung und Transport von Hochtemperaturwärme mittels eines thermo-chemischen Kreisprozesses dienen. Dazu werden ein HTR als Primärenergiequelle, eine Methanreformieranlage, unterirdische Leitungen für den Synthesegas und Methan-Transport und eine Methanisierungsstation, wo Dampf, Heißwasser und Strom erzeugt werden sollen, benötigt (Abb. 9). Für diese Anlagen sind erhebliche Investitionen nötig. Vor allem muß ein komplettes Verteilungsnetz und die entsprechende Infrastruktur für die NFE erst einmal geschaffen werden. Dieser immense Kapital- und Organisationsaufwand ist angesichts eines mangelnden Bedarfs für HTR-Prozeßwärme und -dampf (siehe Kapitel 7.2) sowie von Fernwärme (siehe Kapitel 4) nicht gerechtfertigt und auch nicht tragbar. Die KfA Jülich hatte 1981 eine "Planstudie über eine halboffene Fernenergieversorgung insbesondere für den Raum Frankfurt am Main mit Heißwasserfernwärmeversorgung für den Raum Köln" erstellt (BMFT 1981-26). Darin wurde der Bedarf für die Produkte Heiz- und Prozeßwärme sowie Synthesegas für 1990 untersucht und ein Marktpotential für NFE ermittelt, welches die kummulierte HTR-Leistung von $9000 \text{ MW}_{\text{th}}$ erfordern würde. Dieses Potential beruht jedoch auf Daten von 1978, es entspricht also nicht mehr dem heutigen Stand und geht außerdem von zu optimistischen Schätzungen aus. Außer den infrastrukturellen Problemen bei der Einführung von NFE sind schließlich auch noch solche im Umweltschutz- und Sicherheitsbereich zu berücksichtigen. Das Synthesegas ist giftig und brennbar, hohe Überwachungs- und Wartungskosten für

ein NFE-Netz sind damit abzusehen.

7.4 Zusammenfassung

Der Einsatz von Prozeßwärme und -dampf aus HTR zur Herstellung industrieller Produkte ist weder von den tatsächlichen Einsatzmöglichkeiten noch von der Wirtschaftlichkeit her vor dem nächsten Jahrhundert realisierbar. Außerdem ist diese Technologie auch auf längere Sicht wegen der großen wirtschaftlichen Risiken und des hohen Subventionsbedarfs volkswirtschaftlich für die BRD nicht sinnvoll.

Die Kohleumwandlungsverfahren unter Einkopplung des HTR lassen sich wegen technischer und wirtschaftlicher Probleme bestenfalls im nächsten Jahrhundert verwirklichen. Selbst Großunternehmen mit einer positiven Einstellung zum HTR stellen heute fest, daß sie die Risiken einer großtechnischen Einführung von Kohleumwandlung mittels HTR-Wärme nicht tragen können und wollen. Die mit den Kohleumwandlungsverfahren verbundenen Umweltauswirkungen, Akzeptanzprobleme und Emissionsminderungskosten steigern das wirtschaftliche Risiko zusätzlich. Weiterhin sind alle Kohleumwandlungsverfahren im Vergleich zum "Ölfall" unwirtschaftlich, sodaß sie massive Subventionen erfordern, die den Staatshaushalt stark belasten würden.

Schließlich sichert ein Kohleumwandlungsprogramm keineswegs den Absatz der heimischen Steinkohle, da Optionen mit Braunkohle-Einsatz bzw. Kohlefreisetzung durch Einsatz von Kernkraftwerken bei der Verstromung wirtschaftlicher als Optionen mit zusätzlicher Steinkohleförderung erscheinen.

Weiterhin ist der HTR als Prozeßdampf- bzw. Prozeßwärmeerzeuger für Industrie und Gewerbe wenig attraktiv. Dies liegt an dem begrenzten Einsatzbereich für HTR-Prozeßdampf und -wärme, den hohen Kapitalkosten der HTR-Anlagen sowie an den Auswirkungen der GFAVO.

Die Verbindung des HTR mit einem System zur Verteilung nuklearer Fernenergie (NFE) hat schließlich wegen des immensen

infrastrukturellen Zubauaufwands zusätzlich zu den schon oben erwähnten Problemen keine wirtschaftlichen Aussichten.

8. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Einsatzbereiche von Prozeßwärme und -dampf aus dem HTR

Abb. 2: Röhrenspaltofen (RSO)

Abb. 3: a) Verfahren der autothermen Kohlevergasung
b) Lurgi-Vergaser

Abb. 4: a) Prozeßschema der Benzinherstellung mit einem Lurgi-Vergaser als Wasserstoffquelle
b) Prozeßschema der Benzinherstellung mit einem Lurgi Vergaser als Synthesegasquelle

Abb. 5: Hochtemperatur-Winkler-Vergasung (HTW) und Hydrierende Kohlevergasung (HKV) mit Hilfe des HTR

Abb. 6: Hydrierende Kohlevergasung (HKV) mit Hilfe des HTR

Abb. 7: Wasserdampfkohlevergasung (WKV) mit Hilfe des HTR

Abb. 8: a) Prozeßschema für direkte und indirekte Kohleverflüssigung mit Hilfe des HTR
b) Verfahrensvarianten der direkten und indirekten Kohleverflüssigung mit dem HTR

Abb. 9: a) Kreisprozeß der Nuklearen Fernenergie (NFE)
b) Offenes und geschlossenes Verfahren der NFE

Abb. 10: Elektrostahlherstellung mit dem Direktreduktionsverfahren mit Hilfe des HTR

Abb. 11 a) Optionen zur Kohleverflüssigung

b) Ökonomische Kenndaten von Kohleverflüssigungs-
Optionen

Abb. 12: Endenergiebedarf für industrielle Prozeßwärme in der BRD 1973 und 1982 sowie Darstellung des Temperaturspektrums im Wärmemarkt

9. Literatur

AFAS 7/1986: " Technikfolgenabschätzung für verschiedene Kohle-Kraftstoff-Optionen", Abt. für Angew. Systemanalyse, KfK, Vorlage zur Präsentation im BMFT, BMFT-Pressereferat (Hrsg.), Bonn 1986.

AK-KT 3/1985: a) "The high temperature reactor on its way to commercial application", K. Knizia u. D. Schwarz, in: Atomkernenergie-Kerntechnik 3 (1985) 138-140

b) "The modular high temperature reactor as a standardized heat source", H. Reuther u. M. Andler, in: ebd., S. 152-155

BER 6/1986: a) "An der Schwelle zur Markteinführung - TETR 300: Ein Meilenstein der deutschen HTR-Entwicklung", E. Baust, in: Bonner Energie Report 6 (1986) 26

b) "Schrittweise zur nuklearen Kohleveredelung", Interview mit Prof. K. Knizia, in: ebd. 30

BMFT 1974: "Neuen Kraftstoffen auf der Spur: Alternative Kraftstoffe für Kfz", BMFT, Bonn 1974

BMFT 1980: "Bundesregierung beschließt Kohleveredelungsprogramm", BMFT-Mitteilungen 2 (1980)

BMFT 1981-26: "Planstudie über eine halboffene Fernenergieversorgung insbes. für den Raum Frankfurt a. M. mit Heißwasserfernwärmeversorgung für den Raum Köln", BMFT Forschber. T 81-026, Bonn 1981

BMFT 1982-69: "Technologische F + E - Nichtnukleare Ener-

gietechnik - Wasserdampfvergasung von Kohle - Projekt PNP - Bericht zum Abschluß der Referenzphase", K. H. van Heek, BMFT Forschungsber. T 82-069, Bonn 1982

BMFT 1983-320: "PNP, Referenzphase. F + E -Arbeiten zur HKV. Fortführung des Betriebs der halbtechnischen Anlage zur HKV", H. P. Gerigk, H. Langer, L. Schrader, H. J. Schuhmacher, BMFT Forschungsber. T 83-320, Bonn 1983

BMWI 1981: "Energieprogramm der Bundesregierung. Dritte Fortschreibung", Bundesminister für Wirtschaft, Bonn 1981

BRAUNKOHLE 9/1985: "Vergasung und Verflüssigung von Braunkohle", H. Teggers, in: Braunkohle 9 (1985) 390

CHEM. IND. 7/1982: "Ruhrkohle baut Kohlevergasungsanlage", in: Chem. Ind. 7 (1982) 448

CHEM. IND. 1/1985: "Vorkalkulation von Kohleveredelungsverfahren über energetische Kenngrößen, II", J. Schulze, H. Gaensslen, in: Chem. Ind. 1 (1985) 30

CHEM. IND. 6/1985: a) "Flugstrom Vergasung unter Druck - Stand der Technik und Weiterentwicklungen", H. C. Pohl u. H. J. Röhm, in: Chem. Ind. 6 (1985) 397

b) "Verfahrenstechnik zur Verarbeitung von Ölschiefer und Teersand", J. Schmalfeld, in: Chem. Ind. 6 (1985) 407

CHEM. IND. 12/1985: "Etwas mehr Zuversicht bei Stickstoff-Düngemittel", Bettina v. Schlotheim, in: Chem. Ind. 12 (1985) 830-832

CHEM. IND. 6/1986: "Methanol: Überkapazitäten bei niedrigen Preisen", in: Chem. Ind. 6 (1986) 458-462

CIESIOLKA + SCHMITT 1982: "Wirtschaftlichkeitsanalyse fortgeschrittener Verfahren der Kohleveredelung", J. F. Ciesiolka u. D. Schmitt, Bd. 21, Reihe: Aktuelle Fragen der Energiewirtschaft, Energiewirtschaftliches Institut der Universität Köln (Hrsg.), München 1982

ENERGIE 6/1984: "Sprit aus dem Tagebau", P. Speich, in: Energie 6 (1984) 87-92

ENERGIE 7/1984: "Heiße Alternativen: HTR 500: Technik-Sicherheit-Wirtschaftlichkeit", J. Schöning u. W. Wachholz, in: Energie 7 (1984) 37-39

ERDÖL + KOHLE 9/1981: "Neue Technologien zur Steinkohlenveredelung", J. Langhoff, R. Dürrfeldt, E. Wolowski, in: Erdöl u. Kohle - Erdgas - ... 1 (1981) 379

ERDÖL + KOHLE 4/1984: "Stand der Kohlevergasung zur Erzeugung von Brenngas und Synthesegas", H. Teggers, H. Jüntgen, in: Erdöl u. Kohle - Erdgas - ... 4 (1984) 163

ERDÖL + KOHLE 9/1984: "Kohlenwertstoffe und Verflüssigung von Kohle", G. Kölling, J. Langhoff, G. Collin, in: Erdöl u. Kohle - Erdgas - ... 9 (1984) 394-402

ERDÖL + KOHLE 4/1986: "Kohleverflüssigung: Technologiefolgenabschätzung", in: Erdöl u. Kohle - Erdgas - ... 4 (1986) 156

ERDÖL + KOHLE 4/1986: "Vergasung von Kohlenwasserstoffen zur Gewinnung von Wasserstoff", H. Jungfer, R. Lohmüller, in: Erdöl u. Kohle - Erdgas - ... 4 (1986) 188

FRITSCHF 1985: "Technischer Stand der Emissionsminderung. Eine zusammenfassende Auswertung für Kohle, Öl und Gas", U. Fritsche, Öko-Institut Freiburg (Hrsg.), Werkstattreihe, Darmstadt 1985, S. 54

HOFFMANN 1982: "Benzingewinnung aus Kohle über das Mobil-Oil-Verfahren unter Einbeziehung nuklearer Hochtemperatur-Prozeßwärme", G. Hoffmann, Dissertation, RWTH Aachen 1982

JÜL-1985-1977: "Auslegunguntersuchungen für den HTR zur Erschließung von Schwerstöllagerstätten", Z. Gao, Forschber. der KfA Jülich, 1977 (1985)

JÜL 1985-1984: "Die Versuchsanlage EVA II/ADAM II - Beschreibung von Aufbau und Funktion", R. Harth, A. F. Nießen, V. Vau, H. Hofmann, W. Wesel, in: Ber. der KfA Jülich 1984 (1985) 89

JÜL-SPEZ 1984-1956: "Oil Sand Synfuel Production using Nuclear Energy", H. Barnet, Forschber. der KfA Jülich 1956 (1984)

JÜL-SPEZ 1985-303: "Nukleare Fernenergie", Projektleitung NFE in der KfA Jülich, Spez. Ber. der KfA Jülich 303 (1985) 36

JÜL-SPEZ 1985-308: "Elektrizität im industriellen Energiemarkt", T. Jobsky, in: Spez. Ber. der KfA Jülich 308 (1985) 162

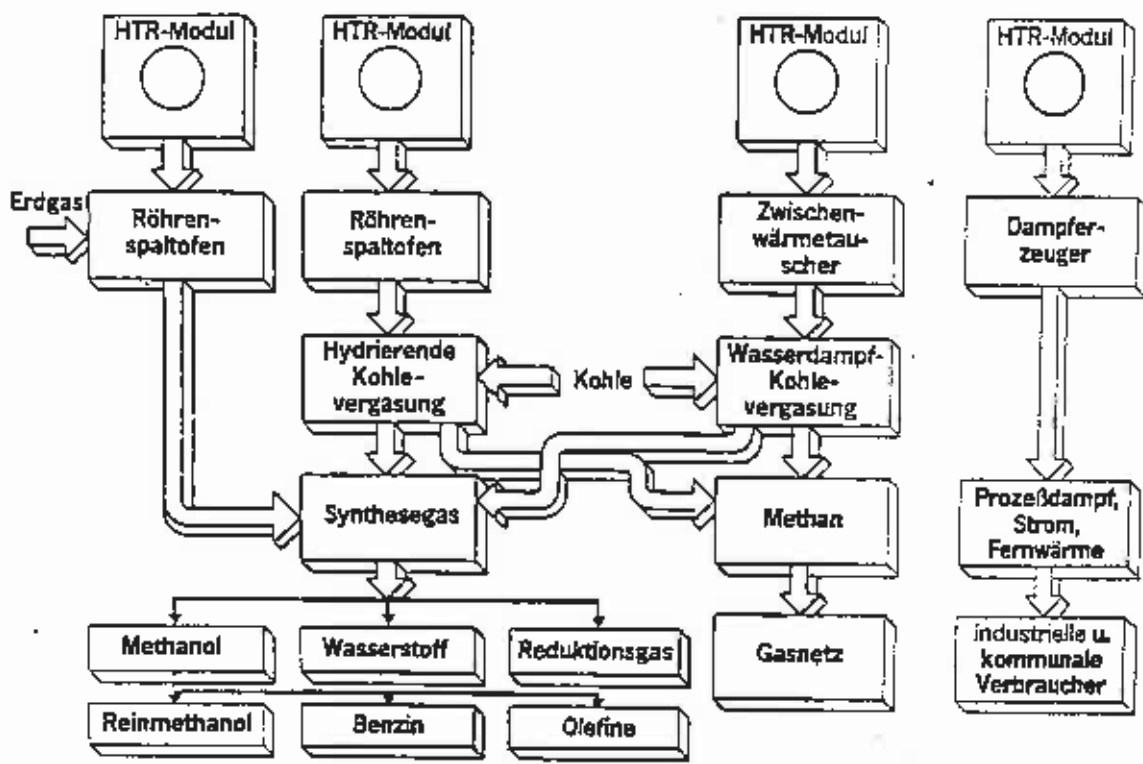
NIEßEN 1984: "Erzeugung flüssiger Kohlenwasserstoffe mit Hilfe des HTR", H. F. Nießen, in: Jahrestagung Kerntechnik, Tagungsbericht, Deutsches Atomforum e. V., Bonn 1984

SCHAEFER 1985: a) "Ansätze zur strukturellen Analyse des industriellen Energieverbrauchs", H. Schäfer, S. 6-18

b) "Einsatzmöglichkeiten von Steinkohle in der Industrie", W. Peters, S. 46-55

in: "Struktur und Tendenzen in der industriellen Energiebedarfsdeckung", H. Schaefer, Springer-Verlag, Berlin 1985

WINTER + NITSCH 1986: Wasserstoff als Energieträger - Technik-Systeme-Wirtschaft, J. C. Winter u. J. Nitsch, Springer-Verlag, Berlin 1986



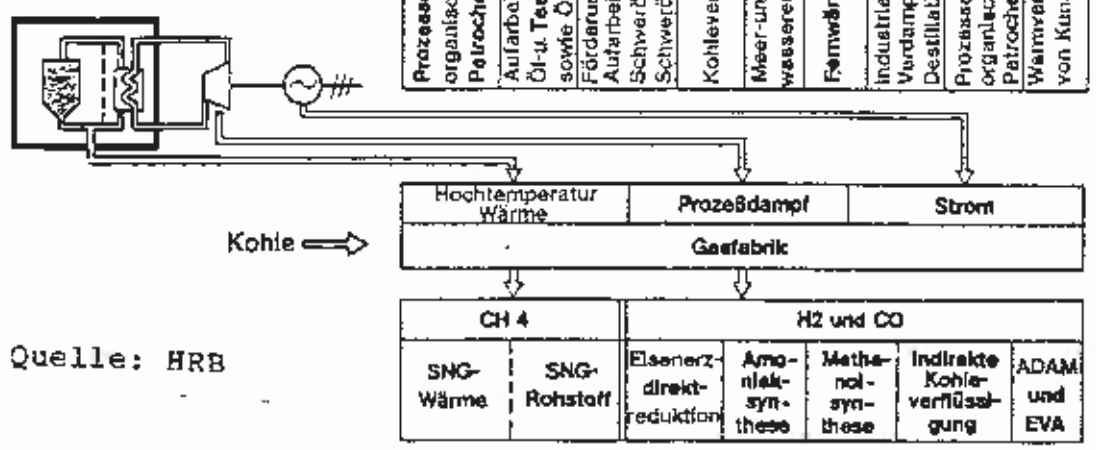
Haupteinsatzgebiete des HTR-Modul

Quelle: KRAFTWERK UNION

Wärme-Kraft-Kopplung



Nukleare Prozesswärme (PNP)



Quelle: HRB

Abb. 1: Einsatzbereiche von Prozesswärme und -dampf aus dem HTR

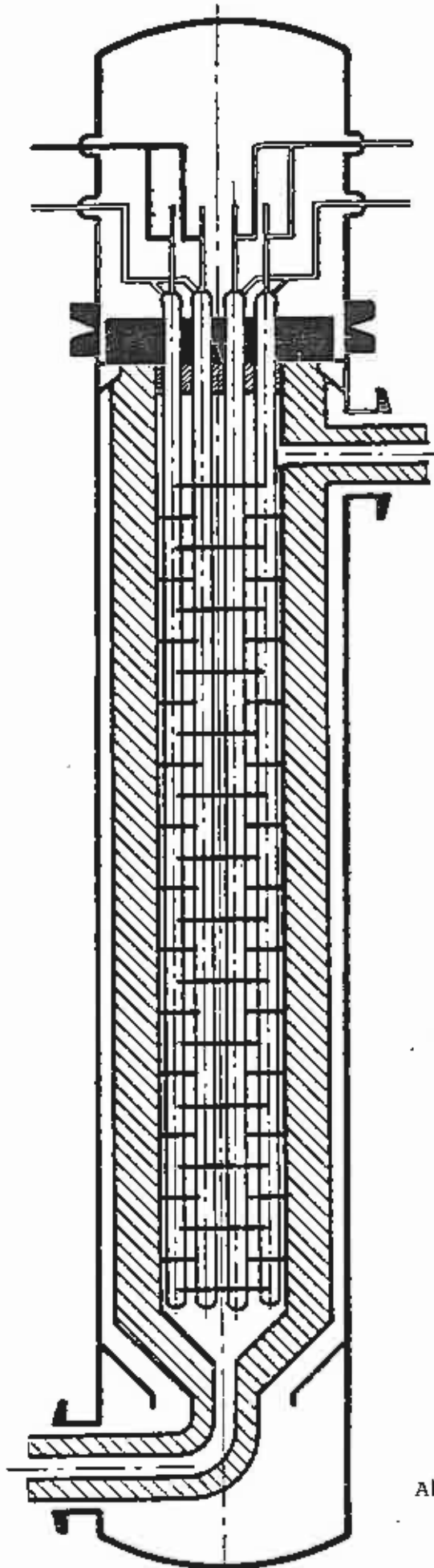


Abb. 2: Röhrenspaltofen (RSO)

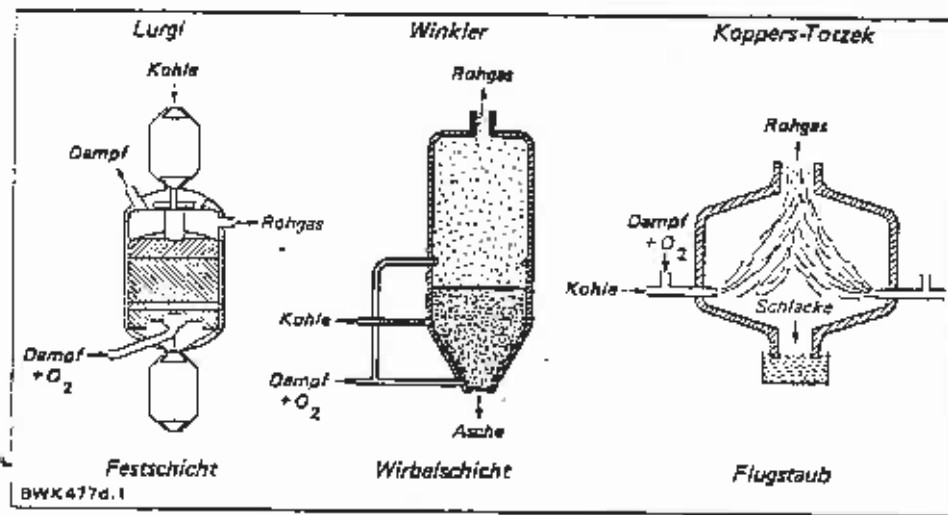
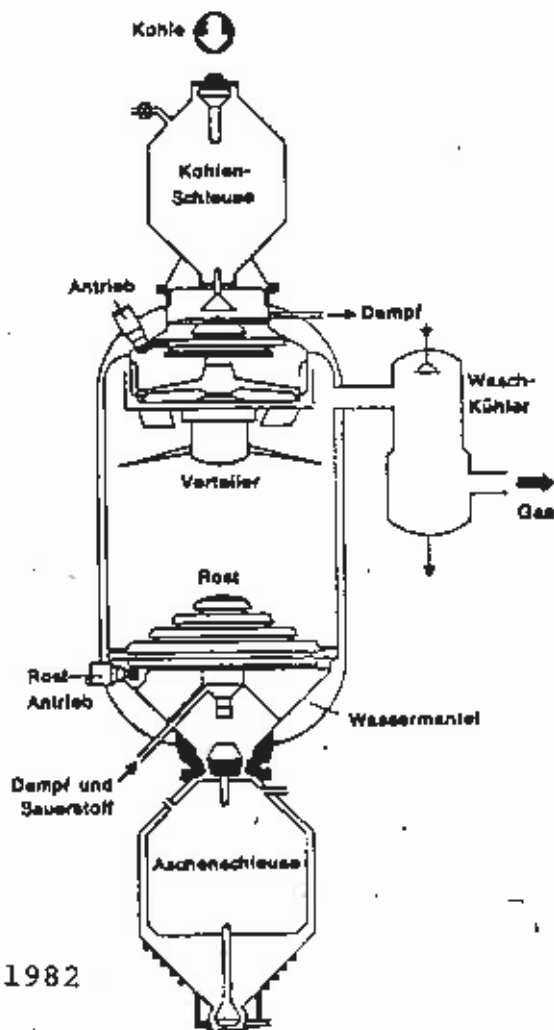


Abb. 3: a) Verfahren der autothermen Kohlevergasung



Quelle: HOFFMANN 1982

Abb. 3: b) Lurgi-Vergaser

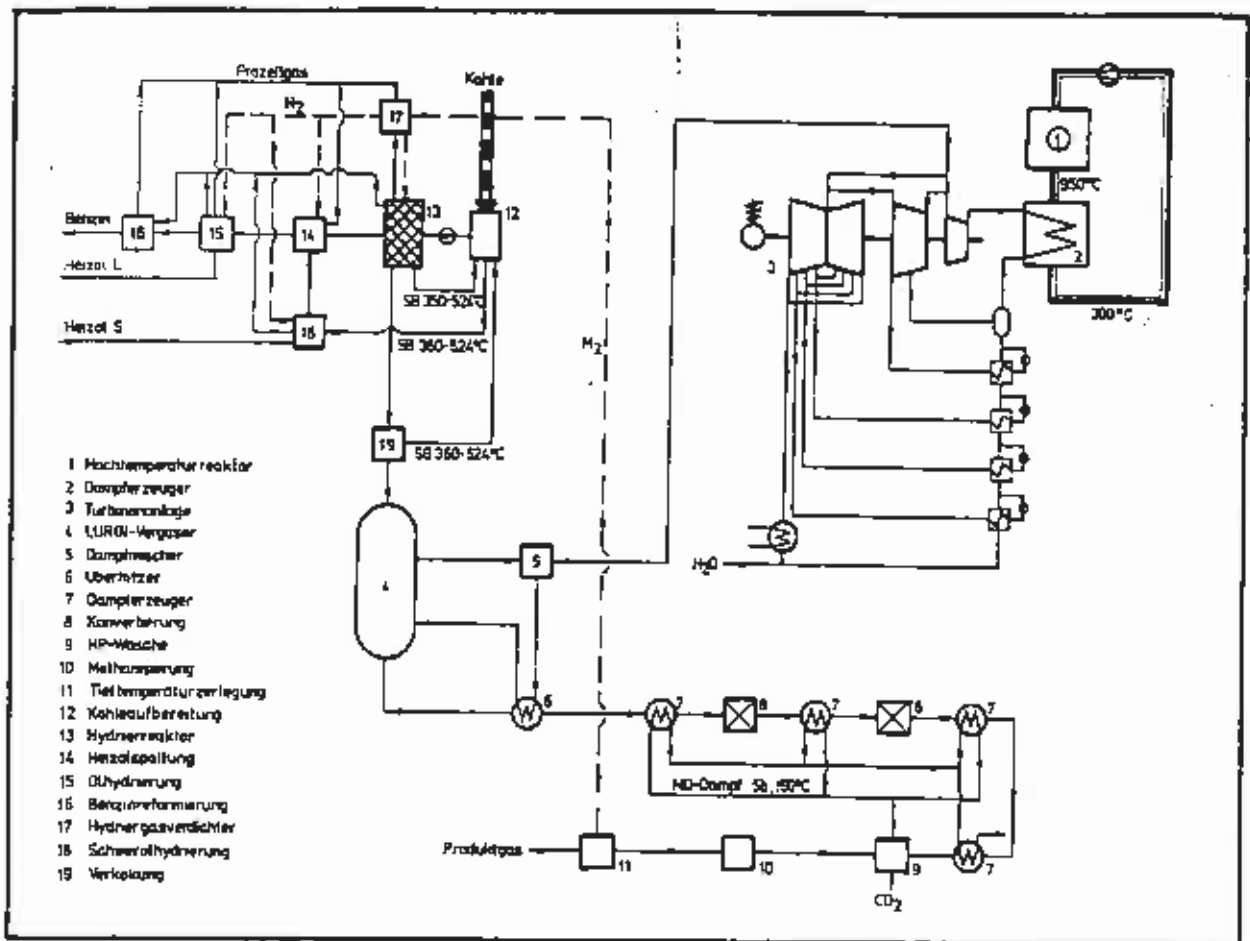


Abb. 4: a) Prozeßschema Benzingewinnung über Kohle-Hydrierung mit einem LURGI - Vergaser als Wasserstoffquelle

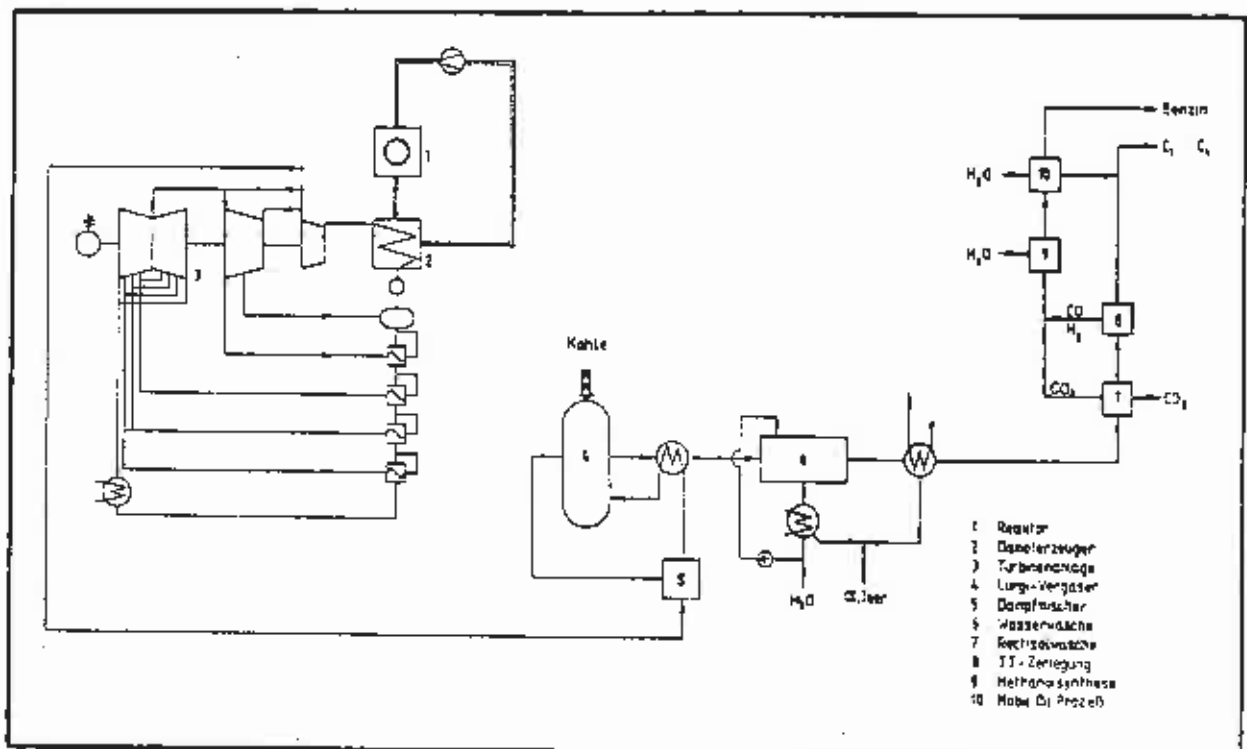


Abb. 4 b) Prozeßschema Benzingewinnung über das Mobil Oil Verfahren mit einem LURGI - Vergaser als Synthesegasquelle

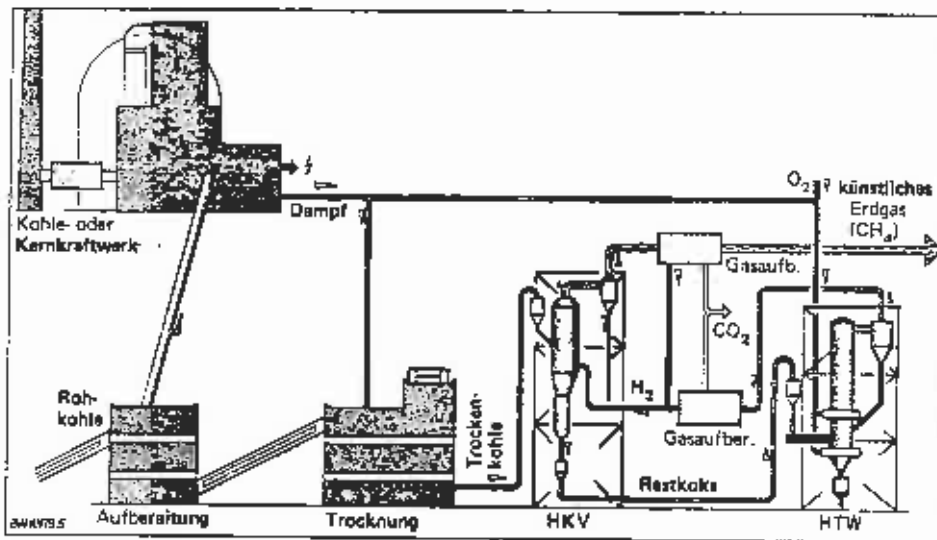


Bild 5: Erzeugung von künstlichem Erdgas mit Energie aus Kohle- oder Kernkraftwerk

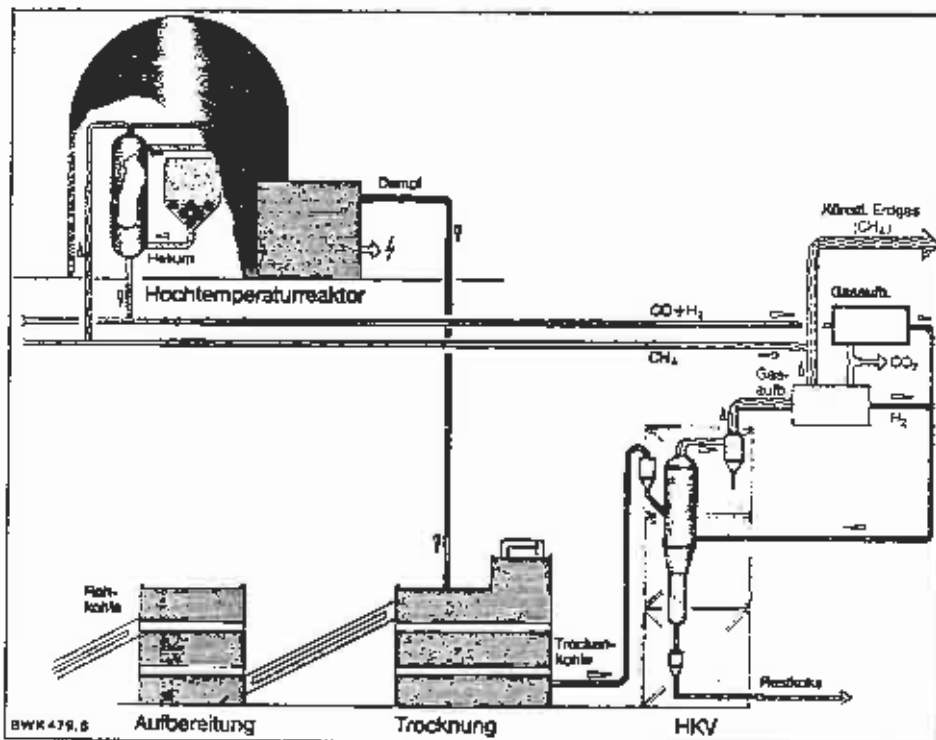
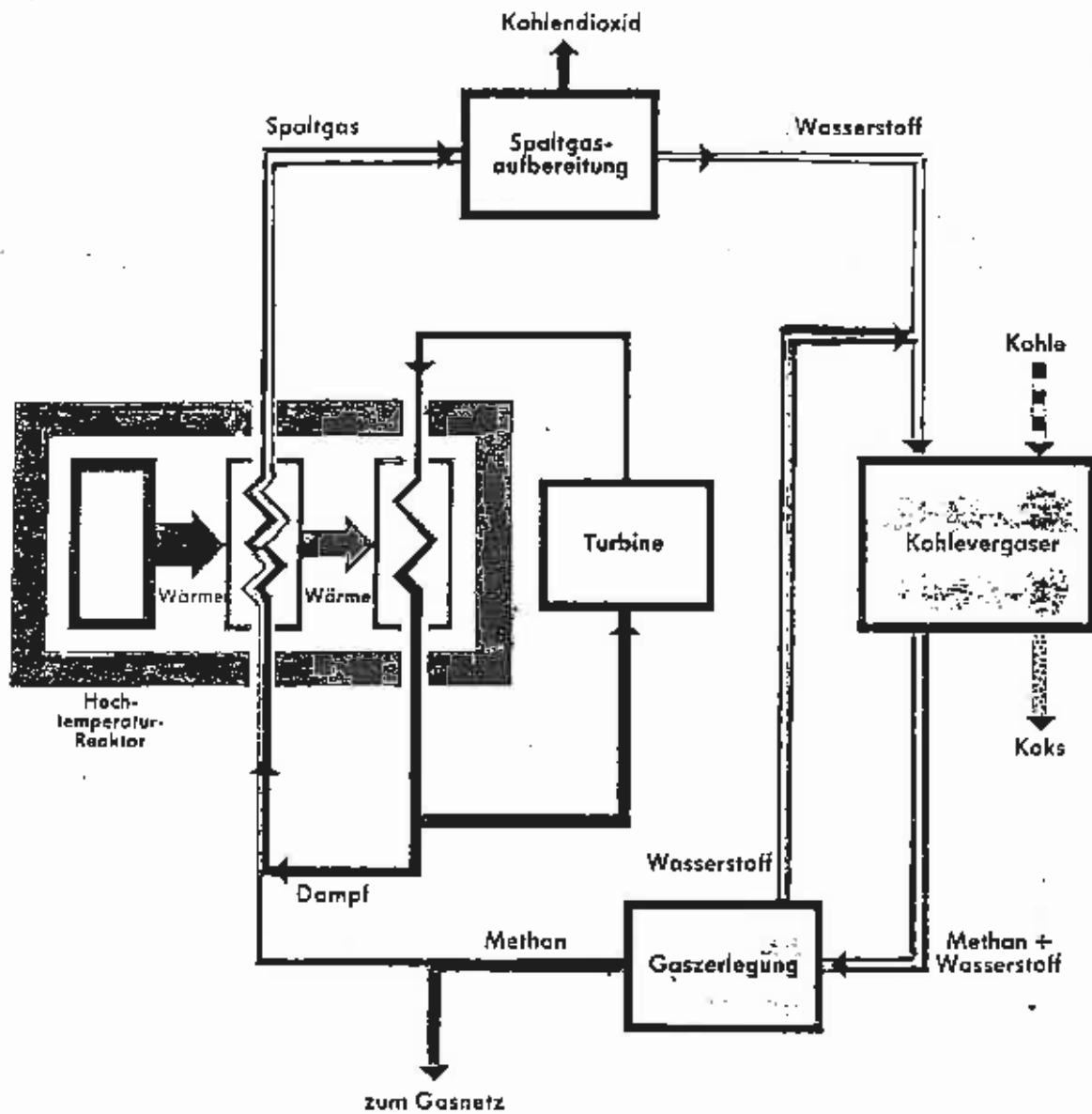


Bild 6: Erzeugung von künstlichem Erdgas mit nuklearer Prozesswärme (HTR)

Quelle: BWK 8 (1980) 309

Abb. 5: Hochtemperatur-Winkler-Vergasung (HTW) und Hydrierende Kohlevergasung (HKV) mit Hilfe des HTR

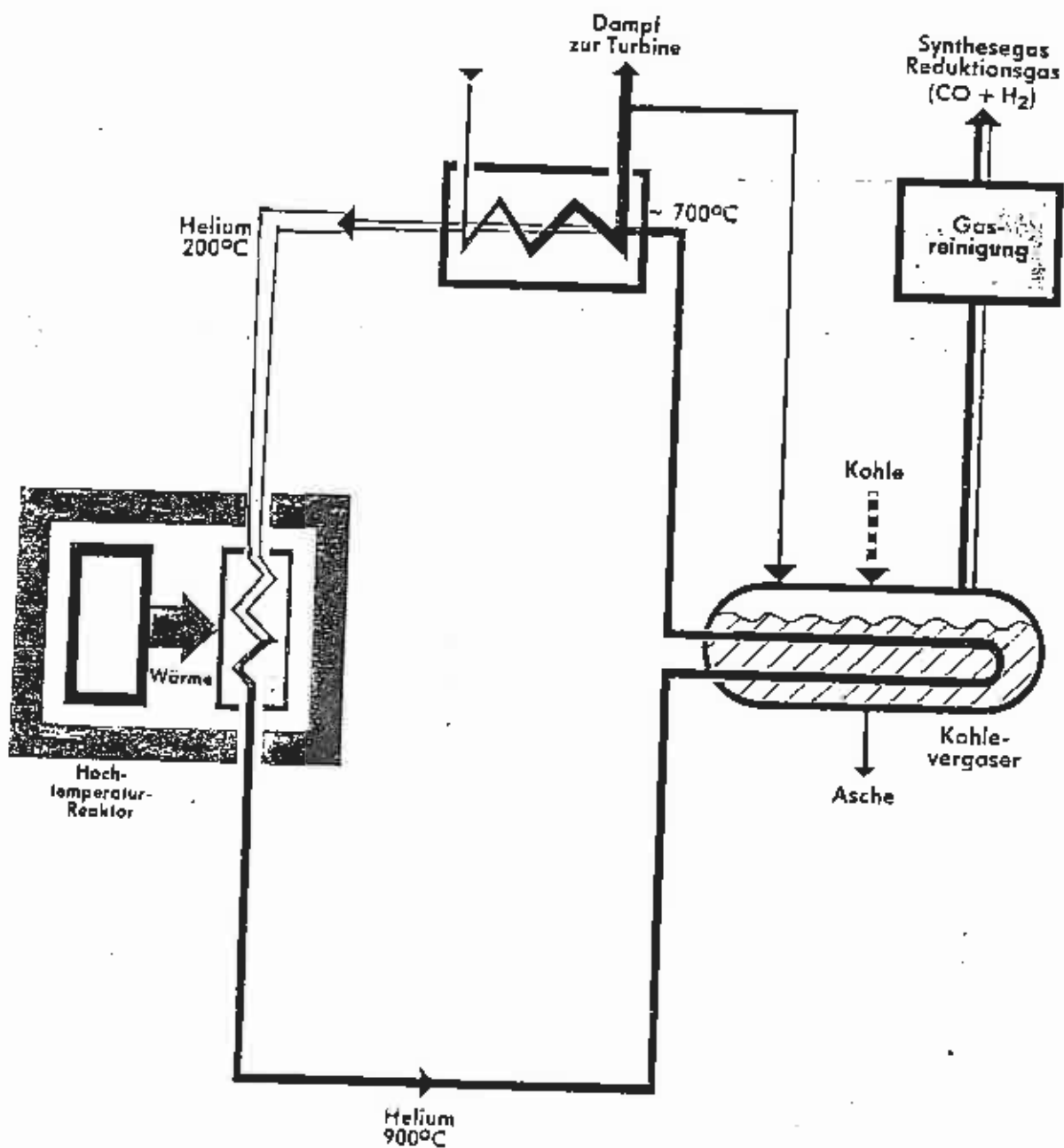
Hydrierende Kohlevergasung



Quelle: HTR SYMPOSION

Abb. 6: Hydrierende Kohlevergasung (HKV) mit Hilfe des HTR

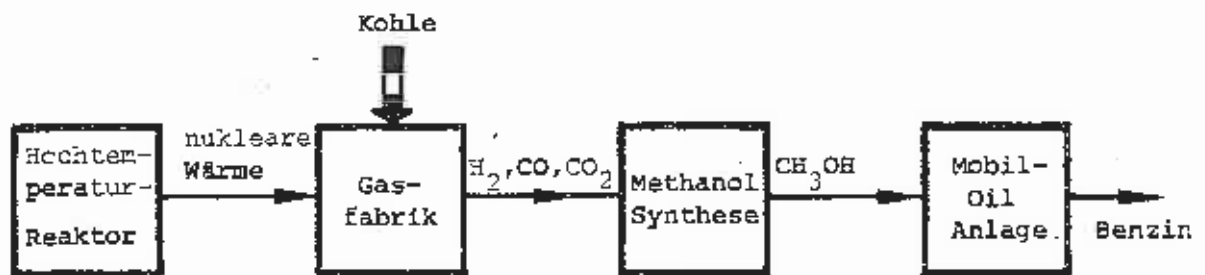
Wasserdampf - Vergasung von Steinkohle



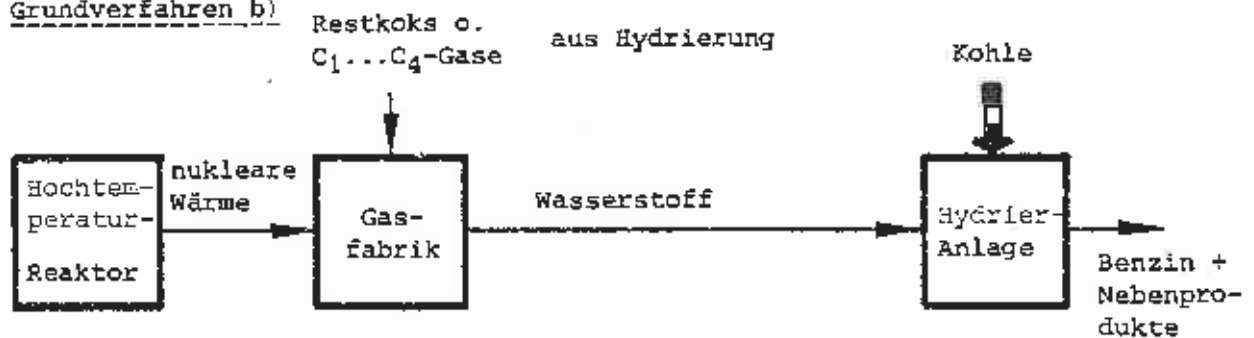
Quelle: HTR SYMPOSION

Abb. 7: Wasserdampfkohlevergasung (WKV) mit Hilfe des HTR

Grundverfahren a)



Grundverfahren b)



Kombinationen von Gaserzeugungsverfahren zu dem

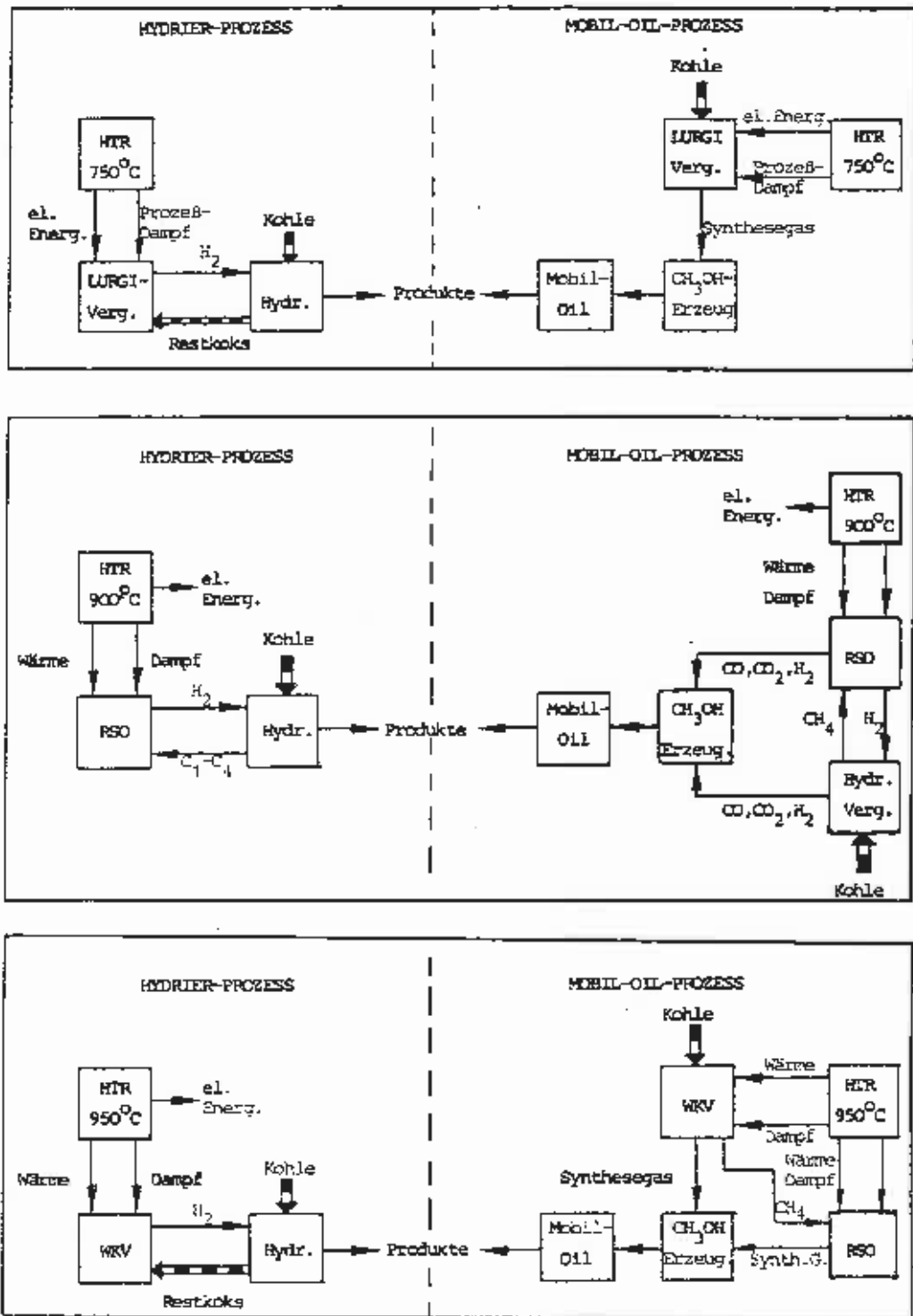
Grundverfahren a)

- 1) LURGI-Kohlevergasung
- 2) Hydrierende Kohlevergasung (HKV)
+Methan/Wasserdampfspaltung
im Röhrenspaltofen (RSO)
- 3) Wasserdampf-Kohlevergasung (WKV)
+Methan/Wasserdampfspaltung
im RSO

Grundverfahren b)

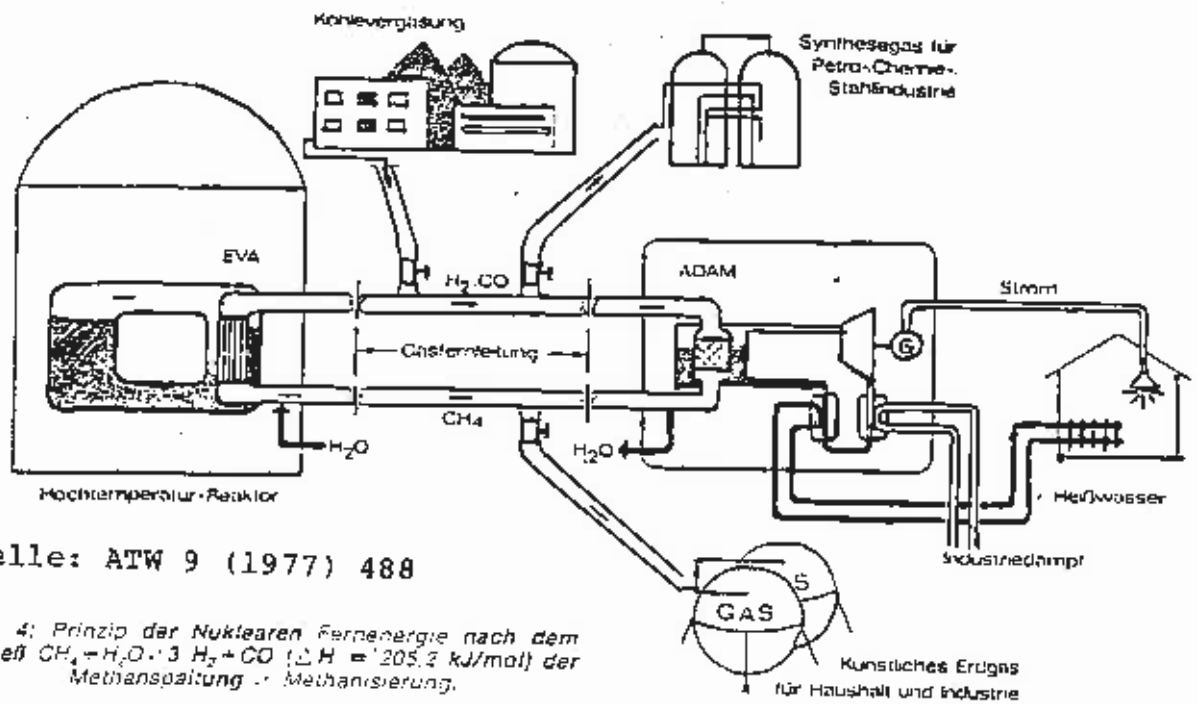
- 1) LURGI-Kohlevergasung
- 2) Methan/Wasserdampfspaltung
im RSO
- 3) Wasserdampf-Kohlevergasung

Abb. 8: a) Prozessschema für direkte und indirekte Kohleverflüssigung mit Hilfe des HTR



Quelle: HOFFMANN 1982

Abb. 8: b) Verfahrensvarianten der direkten und indirekten Kohleverflüssigung mit dem HTR



Quelle: ATW 9 (1977) 488

Abb. 4: Prinzip der Nuklearen Fernenergie nach dem Prozeß $CH_4 + H_2O \rightarrow 3 H_2 + CO$ ($\Delta H = 205,2 \text{ kJ/mol}$) der Methanspaltung \rightarrow Methanisierung.

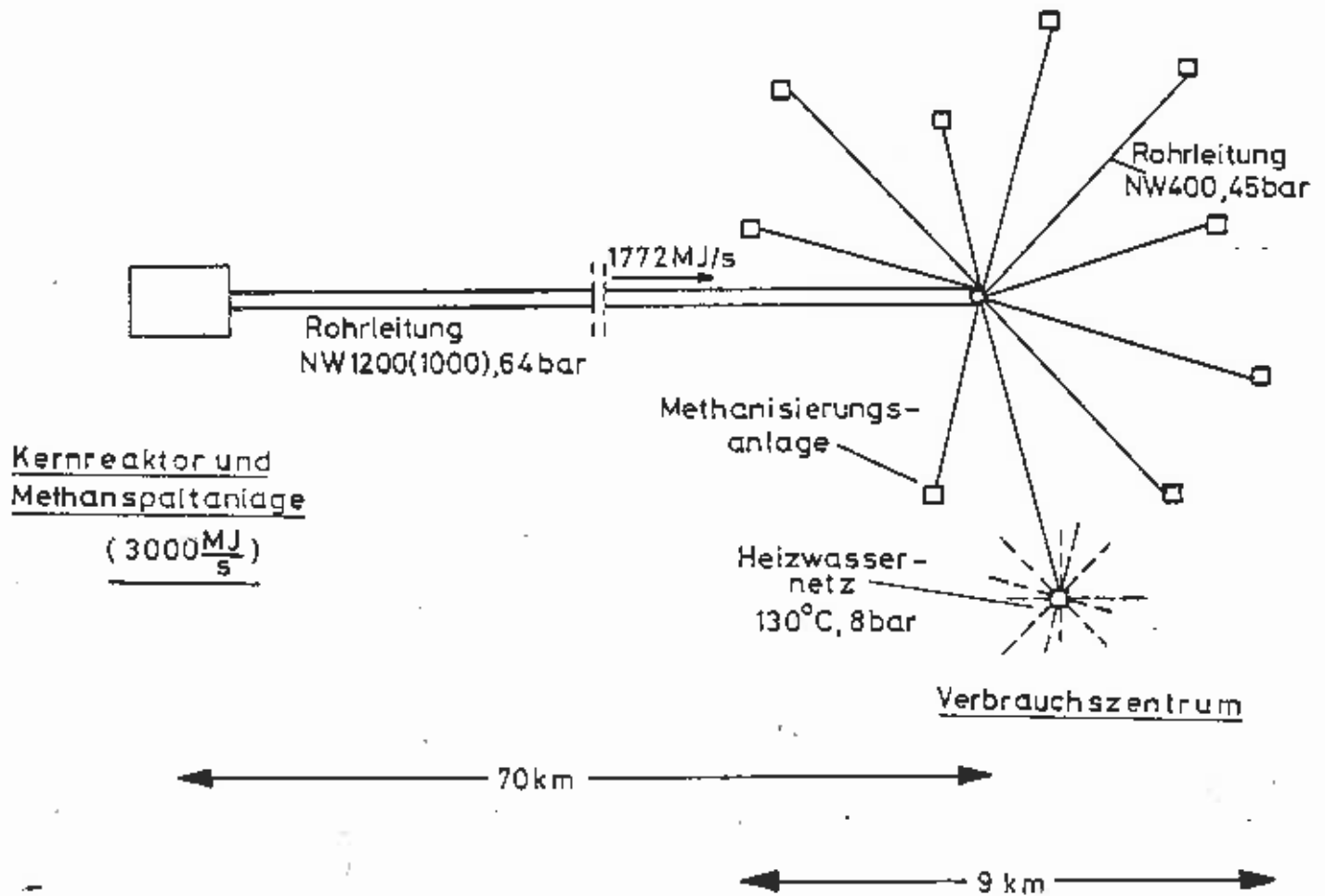
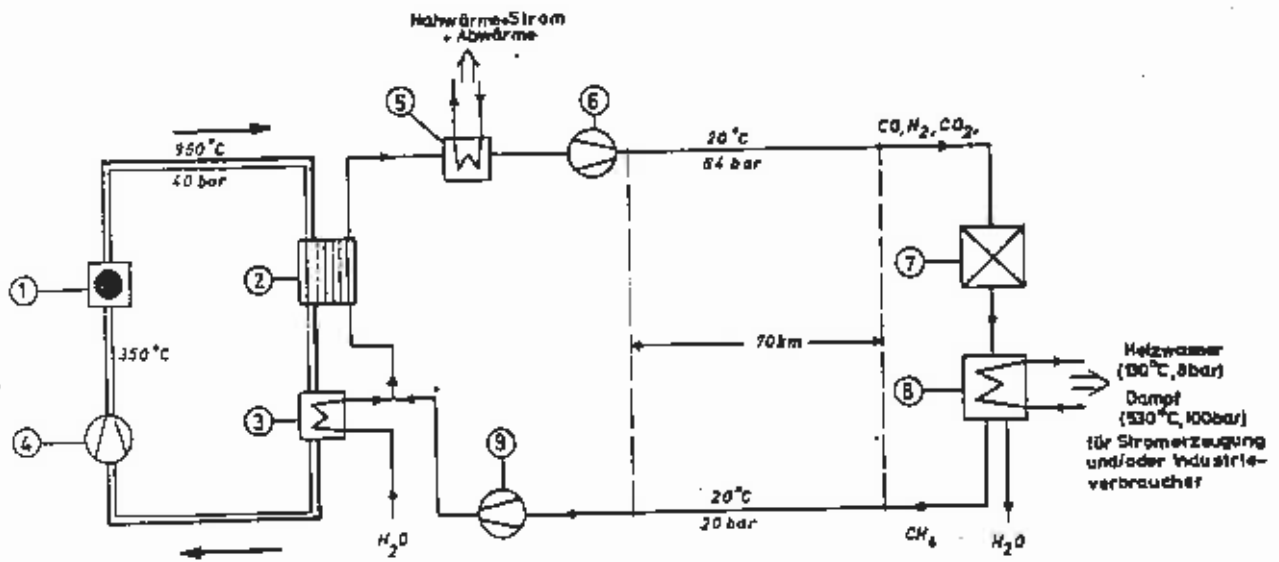
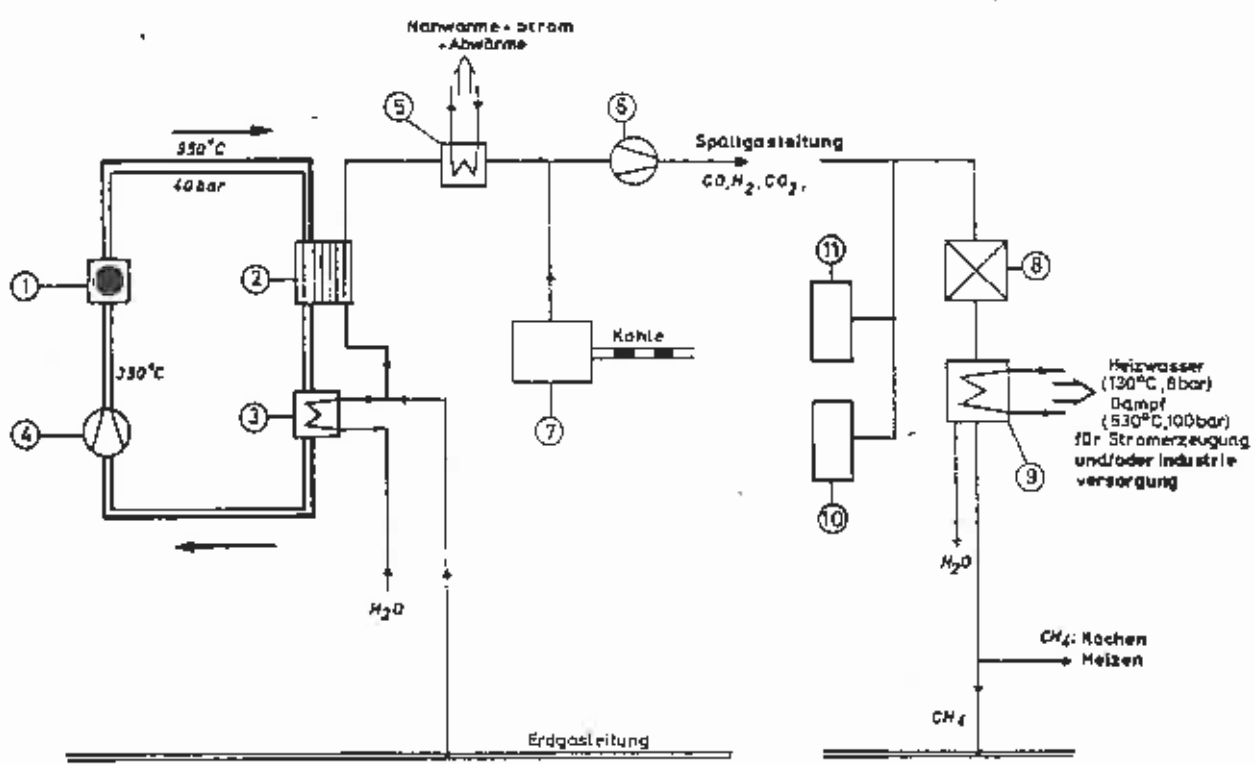


Abb. 9: a) Kreisprozeß der Nuklearen Fernenergie (NFE)

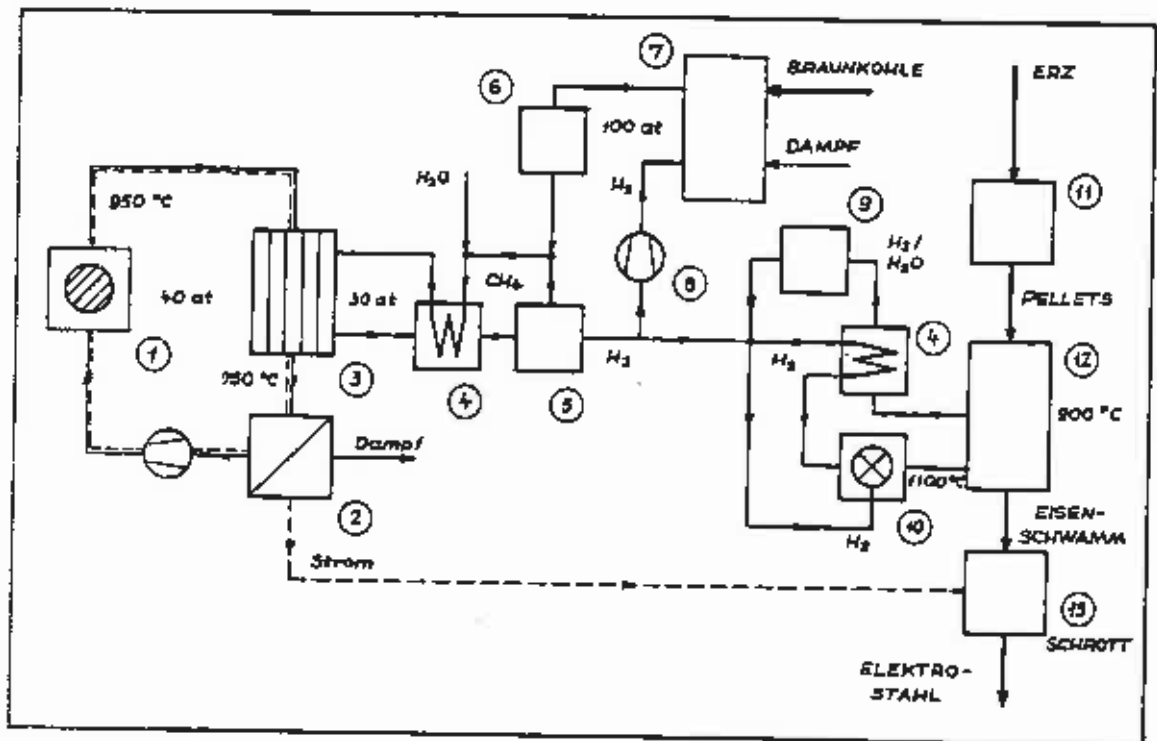


- ① Kernreaktor
- ④ Gebläse
- ⑦ Methanisierung
- ② Spaltrohranlage
- ⑤ Abwärmenutzung
- ⑧ Wärmeaustauscher
- ③ Vorwärmer
- ⑥ H_2, CO, CO_2 -Kompressor
- ⑨ CH_4 -Kompressor



- ① Kernreaktor
- ⑤ Abwärmenutzung
- ⑧ Wärmetauscher
- ② Spaltrohranlage
- ⑥ H_2, CO, CO_2 -Kompressor
- ⑩ Direktreduktion
- ③ Vorwärmer
- ⑦ Kohlevergasung
- ⑪ Methanisierung
- ④ Gebläse
- ⑧ Methanisierung

Abb. 9: b) Offenes und geschlossenes Verfahren der NFE



- | | |
|-------------------|--------------------------------|
| 1 Reaktor | 7 Kohledruckvergaser |
| 2 Stromerzeugung | 8 Verdichter |
| 3 Röhrenspaltofen | 9 H ₂ O-Kondensator |
| 4 Wärmetauscher | 10 Brenner |
| 5 Gasreinigung | 11 Pellet-Anlage |
| 6 Gaswäsche | 12 Reduktionsanlage |
| | 13 Elektrostahlwerk |

Abb. 10: Elektrostahlherstellung mit dem Direktreduktionsverfahren mit Hilfe des HTR

Tabelle 1: Kohle-Kraftstoff-Optionen

Option 1	M100 aus Steinkohle, die <u>zusätzlich gefördert</u> wird.
Option 2	M100 aus Steinkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 3	M100 aus Braunkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 4	MTG aus Steinkohle, die <u>zusätzlich gefördert</u> wird.
Option 5	MTG aus Steinkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 6	MTG aus Braunkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.
Option 7	Hydrierprodukte aus Steinkohle, die <u>zusätzlich gefördert</u> wird.
Option 8	Hydrierprodukte aus Steinkohle, die in der Stromerzeugung durch Kernenergie ersetzt wird.

Quelle: AFAS 7/1986

Abb. 11 a) Optionen zur Kohleverflüssigung

Tab. 3: Technisch-ökonomische Kenndaten für Modellanlagen zur Kohleveredlung

	A	B	C	D	E
	Methanol aus Steinkohle (Texaco)	A + MTG (Texaco + Mobil)	Methanol aus Braunkohle (HTW)	C + MTG (HTW + Mobil)	Steinkohle- Hydrierung (IG-Neu)
Kohleeinsatz	3540	3540	3140	3140	4150
Produkte:	t SKE/d				
Methanol	t/d		2500		
LPG	t/d	130		130	310
Benzin	t/d	920		920	920 ²⁾
Mitteldestillate	t/d				550
H_u (Produkte)/ H_u (Einsatzkohle)	0,47	0,46	0,53	0,52	0,64
Investitionskosten	Mio DM ¹⁾	1350	1200	1500	1860
Personal, Instandhaltung,					
Versicherung	Mio DM/a ¹⁾	72	63	77	132
Variable Betriebskosten ³⁾	Mio DM/a ¹⁾	31	19	28	36

Gemeinsame Kenndaten: Bauzeit 5 Jahre, Lebensdauer 20 Jahre, 8000 Volllaststunden jährlich

Quelle: AFAS 7/1986

¹⁾ Geldwert 1984

²⁾ Dieses Benzin mußte raffinerietechnisch noch weiterverarbeitet werden, um zu spezifikationsgerechtem Fahrbenzin zu gelangen

³⁾ Ohne Kohlekosten

Abb. 11 b) Ökonomische Kenndaten von Kohleverflüssigungs-
Optionen

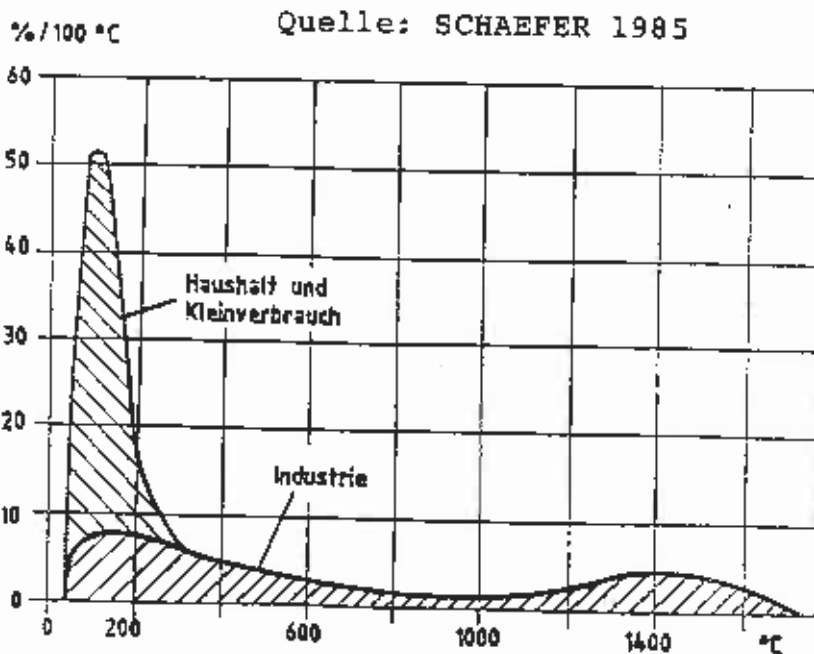
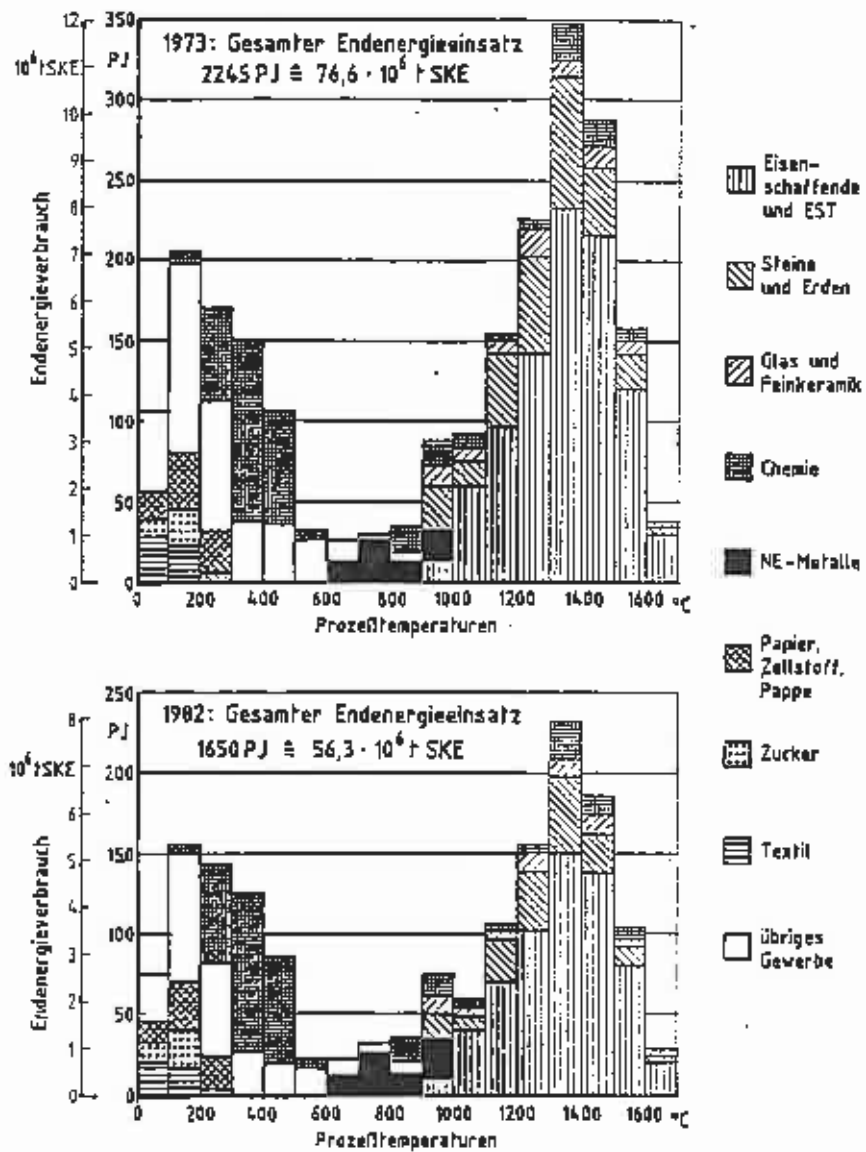


Abb. 12: Endenergiebedarf für industrielle Prozesswärme in der BRD 1973 und 1982 sowie Darstellung des Temperaturspektrums im Wärmemarkt