



ÖKO-INSTITUT e.v.

INSTITUT
FÜR ANGEWANDTE
ÖKOLOGIE

INSTITUTE
FOR APPLIED
ECOLOGY

INSTITUT
D'ÉCOLOGIE
APPLIQUÉE

HINDENBURGSTRASSE 20
(AM LINKEN DREISAMUFER)
7800 FREIBURG I. BR.
TELEFON 0761 - 3 64 39

DER THORIUM- HOCHTEMPERATURREAKTOR
IN HAMM UND DIE GEPLANTEN
HOCHTEMPERATURREAKTOR- VARIANTEN -

BEWERTUNG VON BEDARF UND
ZUGEHÖRIGEN EINSATZSTRATEGIEN IN DER
BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND

Autoren:

Günther Frey
Uwe Fritsche
Andreas Herbert
Stephan Kohler

Freiburg, August 1986

X	Zusammenfassung der Ergebnisse	1
0	Einleitung	7
1	Historischer Rückblick über die Entwicklung der HTR-Linie	10
	1.1 Gasgekühlte AKW in Grossbritannien und Frankreich	10
	1.1.1 Die ersten gasgekühlten, graphitmoderierten AKW	10
	1.1.2 Die Magnox-Linie	11
	1.1.3 Die AGR-Linie	12
	1.2 Forschungsreaktoren	14
	1.2.1 Dragon	14
	1.2.2 Peach-Bottom I	16
	1.2.3 AVR (Arbeitsgemeinschaft Versuchs-Reaktor)	17
	1.3 Der HTR-Beginn in den USA - Fort St. Vrain 330 (FSU)	19
	1.4 Die Anfänge des HTR-Programms in der ERD	20
	1.4.1 Die Ausgangslage	20
	1.4.2 Der HTR-1160 und der Baubeginn des THTR-300	22
	1.4.3 Der Ausblick 1976	23
2	Systembeschreibung des THTR-300 in Hamm-Uentrop	25
	2.1 Kurzbeschreibung des THTR	25
	2.1.1 Funktionsprinzip	25
	2.1.2 Technische Daten im Vergleich	27
	2.1.3 Der Uran-Thorium Kreislauf	27
	2.2 Brennelemente und Brennstoffzyklus	28
	2.2.1 Brennelemente des THTR	28
	2.2.2 Beladung und Beschickung	30
	2.2.3 Zwischen- und Endlager	31
	2.2.4 Wiederaufarbeitung von Brennelementen	32
	2.2.5 Stilllegungskonzept	35
	2.3 Abschalt- und Regelkonzept des THTR	35
	2.3.1 Schnell- und Langzeitabschaltung	35
	2.3.2 Funktion- und Antrieb der Stäbe	37
	2.3.3 Regelkonzept und Lastverhalten des THTR	39
	2.3.4 Reaktorinstrumentierung	41
	2.4 Reaktoreinbauten und Druckbehälter	43
	2.4.1 Das Gebäude des THTR	43
	2.4.2 Spannbetondruckbehälter (SBB)	44
	2.4.3 Metallische und keramische Einbauten	45

2.4.4	Behälterabschlüsse	46
2.5	Kühlsystem des Primärkreislaufs	47
2.5.1	Kühlmittel	47
2.5.2	Kühlgasgebläse	49
2.5.3	Gasreinigungsanlage	49
2.6	Wasserdampfkreislauf und Kühlwassereinrichtungen	50
2.6.1	Dampferzeuger	50
2.6.2	Wasser-Dampf-Kreislauf	51
2.6.3	Kühlwassereinrichtungen	53
3	Die sogenannten Nachfolgeprojekte	54
3.1	Hochtemperaturreaktor mit Heliumturbine (HHT)	54
3.1.1	Beschreibung u. Einsatzg. des Reaktorkonzeptes	54
3.2	Der Prototyp Nukleare Prozesswärme (PNP)	56
3.2.1	Beschreibung der Reaktorkonzepte	56
3.2.2	Stand der Entwicklung	58
3.3	HTR-500, der "Nachfolgereaktor" des THTR-300 ?	61
3.3.1	Beschreibung des Reaktorkonzeptes	61
3.3.2	Einsatzgebiete	63
3.4	Die Kleinreaktoren HTR 100...10	63
3.4.1	Grundkonzept	63
3.4.2	HTR-Modulkonzepte und Einsatzgebiete	65
3.4.3	HTR-10 und Einsatzgebiete	68
3.5	Internationale Entwicklung ein Abriss	69
3.5.1	USA	69
3.5.2	EUROPA	70
3.5.3	Japan, China	71
3.5.4	Ostasien, Dritte Welt	71
3.5.5	Sowjetunion	71
4	Schlussfolgerungen	72
5	Abbildungen :	75
6	Quellen- und Literaturverzeichnis :	77
7	Tabellen :	80

1	Voraussetzungen und Vorgehensweise (Teil B)	81
2	Der potentielle Strommarkt für den HTR	83
	2.1 Die Konkurrenten des HTR	86
	2.2 HTR-Stromerzeugungskosten	87
	2.3 HTR versus Importkohle	89
	2.4 Zur Ökonomie der anderen Alternativen	91
3	Das HTR-Fernwärmepotential	92
	3.1 Realisierungsmögl. des HTR-Fernwärmepotentials	99
	3.2 Konkurrierende Systeme zur Fernwärmedarbietung	101
	3.3 Fernwärme aus HTR-Heizwerken	102
	3.4 Ökonomische Restriktionen der nukl. Nur-Fernwärme	103
4	Schlussfolgerungen	105
5	Entwicklungen der Planungen zur Nutzung von HTR	107
	5.1 Das PNP-Projekt	107
	5.2 Die Kohlevergasung	108
	5.3 Die Kohleverflüssigung	109
6	Technik u. Entwickl. der Nutzung nukl. Prozeßwärme	110
	6.1 Röhrenspaltöfen	111
	6.2 Kohleumwandlungsverfahren	112
	6.2.1 Hydrierende Kohlevergasung u. HT-Winkler-Verg.	115
	6.2.2 Wasserdampf-Kohle-Vergasung	117
	6.2.3 Weitere Verfahren und Verbundproduktion	118
	6.3 Fern- und Prozeßwärme durch Nukleare Fernenergie	120
	6.4 Eisenerzreduktion und Elektrostahlerzeugung	122
	6.5 Wasserspaltung	123
	6.6 Erdöl-Erschließung	125
7	Marktpotential und Wirtschaftlichkeit	127
	7.1 Kohleumwandlungsverfahren	127
	7.2 Prozeßdampf-Erzeugung durch HTR	132
	7.3 Nukleare Fernenergie	135
	7.4 Zusammenfassung	136
8	Abbildungsverzeichnis (Teil B)	138
9	Literatur (Teil B)	140

X Zusammenfassung der Ergebnisse

An die Entwicklung der HTR-Technologie wurden drei wesentliche Erwartungen geknüpft:

- Erreichung eines hohen Temperaturniveaus für die Bereitstellung von Prozesswärme für Kohleveredelung und andere Umwandlungstechnologien
- Betrieb eines HTR mit geschlossenem Gaskreislauf und integrierter Heliumturbine zur Erzielung hoher energetischer Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung gekoppelt mit günstigen Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung
- Entwicklung eines Uran/Thorium-Brennstoffzyklus mit der Option eines Nahebrütarsystems durch die Nutzung des Uran 233.

Keine der drei wesentlichen Erwartungen ist bis heute erfüllt.

Es gibt heute weltweit 2 Prototypanlagen. In USA ist der Fort St. Vrain (FSV) - 330 seit 1976 in Betrieb. Allerdings arbeitet er mit einer ständigen Betriebseinschränkung der Höchstlast auf 70%. Seit Anfang 1985 ist er wegen schwerer Störungen ausser Betrieb. Der Thorium-Hochtemperaturreaktor (THTR) - 300 in Hamm/Uentrop ist noch in der Inbetriebnahmephase. Auch hier zeichnen sich eventuelle Betriebseinschränkungen ab. Ausserdem geben Störfälle und Konstruktionsmängel Anlass zur Sorge.

Keine der beiden Prototypen erfüllt die oben genannten Erwartungen (auch nicht konzeptionell).

Die Weiterentwicklung und Realisierung des Uran/Thorium-Kreislaufs wurde faktisch weltweit aufgegeben. Es gibt lediglich noch Reste von Forschungsanstrengungen. Ausserdem wurde 1979/80 in der BRD als Referenzzyklus für alle Nachfolgeanlagen des THTR der LEU-Zyklus gewählt (LEU - niedrig angereichertes U 235, ohne Thorium). Damit wurde faktisch der THTR zum reinen HTR gemacht! Das heisst der Einsatz von Uran/Thorium-Brennstoff ist im THTR sinnlos, deshalb soll auch beim THTR der Brennstoffeinsatz geändert werden.

Der Status der Brennelement-"Entsorgung" beim THTR ist die Zwischenlagerung in Ahaus. Ein Endlagerkonzept ist bis heute noch nicht bekannt.

Somit ist ein wesentlicher Punkt der Forschungspolitischen Daseinsberechtigung des THTR, die Entwicklung eines Uran/Thorium-Brennstoffkreislaufs, nicht mehr gegeben.

Die ursprüngliche Erwartung an die HTR-Entwicklung, ein hohes Temperaturniveau des Kühlgases zu erreichen (grösser 950 Grad Celsius), ist bei den beiden Prototypen konzeptionell nicht erreicht worden. Lediglich bei dem AVR-Versuchsreaktor sind derart hohe Temperaturen des Kühlgases erreicht worden. Weiterhin ist die Erforschung von Werkstoffen und entsprechender Komponenten zur Übertragung der Prozesswärme noch im Versuchsstadium. Vor der Jahrhundertwende ist bei realistischer Betrachtung der Situation nicht mit dem Bau eines Prototyps zur Realisierung "Nuklearer Prozesswärmeauskopplung" zu rechnen.

Beide Prototypen sind reine Stromerzeuger mit Anlagenwirkungsgraden, die von modernen konventionellen Kraftwerken und auch neuen gasgekühlten Atomkraftwerken in Grossbritannien (AGR-Heysham II) erreicht, zum Teil sogar übertroffen werden. Lediglich durch den hohen Entladeabbrand des Brennstoffes (hohe Ausnutzung des Brennstoffs) ist ein "Vorteil" gegenüber fortgeschrittenen gasgekühlten AKW (AGR) ausweisbar. Die Weiterentwicklung jedoch zum AKW mit integrierter Heliumturbine bei geschlossenem Gaskreislauf (Einkreisanlage, HHT) ist bereits 1982 eingestellt worden. Damit ist eine andere wichtige Option der HTR-Entwicklung nicht mehr gegeben.

Als Nachfolgeprojekte wird derzeit folglich lediglich eine Anlage mit etwas grösserer Leistung als der THTR-300 angeboten, der HTR-500 mit 550 MWel. Dieser unterscheidet sich konzeptionell nur geringfügig vom THTR (bis auf den Brennstoff - LEU). Ein Mehr an Sicherheit wurde zu Gunsten geringerer Anlagekosten nur zum Teil

soweit realisiert, dass an den Stand der Technik angeglichen wird. Weder werden beim Wirkungsgrad noch bei der Temperatur des Kühlgases Weiterentwicklungen spürbar.

Weiterhin sind Anlagen kleinerer Leistung in der konzeptionellen Phase. HTR 100, HTR-Modul, HTR-10 sind einige dieser Varianten. Mit diesen "Neuentwicklungen" versucht man an eine internationale Entwicklung anzuknüpfen, kleinere Atomkraftwerke zu bauen, die angeblich inhärent sicher sein sollen.

Bisher konnte sich keine dieser Varianten etablieren.

Die internationale Entwicklung lässt, sieht man einmal von Forschungsvorhaben ab, die in den letzten Jahren sowieso eher zurückgeschraubt wurden, keine Entwicklung der HTR-Technologie erkennen, in der sich etwa ein Durchbruch zum Markt abzeichnet.

Als Resümee lässt sich feststellen, dass die HTR-Entwicklung konzeptionell nicht über das Stadium eines gasgekühlten, graphitmoderierten Atomkraftwerkes moderner Bauart (AGR) hinaus geht. Im Gegenteil kranken die beiden einzigen Prototypkraftwerke

auf der Welt, der THTR-300 und der FSU-330 (in den USA), noch an einer Reihe spezifischer Schwierigkeiten. Eine technologisch begründbare Marktnische ist daher nicht erkennbar, auch nicht bei kleineren Leistungseinheiten, weil hier der Markt insgesamt noch völlig ungesichert ist.

Forschungspolitisch wird weltweit lediglich noch an der Prozesswärmeoption gearbeitet, allerdings angesichts der grossen Probleme ohne erkennbar verstärkte Intensität.

Diese unsichere Option ist eigentlich das letzte Argument für die Befürwortung einer HTR-Weiterentwicklung.

Wir ziehen daraus den Schluss, das Forschungsabenteuer der Entwicklung der HTR-Technologie endlich abzurechnen, um die Forschungshaushalte nicht noch weitere Jahrzehnte zu belasten.

Unter diesen Aspekten ist auch ein Weiterbetrieb des THTR-300 sinnlos.

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 wirtschaftlichen und technischen Merkmale des Systems angenommen werden.

Soll dennoch der HTR als "fortgeschrittene Reaktorlinie" über den bisherigen Stand (AUR, THTR-300) hinaus eingesetzt werden, so kann dies nur durch deutliche Subventionen oder 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 heimische Braun- 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 vorzeitig 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. Der Nachweis für die behauptete höhere Sicherheit wurde allerdings bis heute nicht erbracht.

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.

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 Stromerzeugungs-HTR die Fortführung des Steinkohlevertrages berühren. 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.

Der Einsatz von Prozeßwärme und -dampf aus Hochtemperaturreaktoren 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 für die BRD volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Die Kohleumwandlungsverfahren unter Einkoppelung 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.

Auch 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 den Einsatz von Atomkraftwerken bei der Verstromung wirtschaftlicher als Optionen mit zusätzlicher Steinkohleförderung erscheinen.

Außerdem ist der HTR auf lange Sicht als Prozeßdampf- bzw. Prozeßwärmeerzeuger für die Industrie und das 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 GFAVD.

Die Verbindungen des HTR mit einem System zur Verteilung nuklearer Fernenergie (NFE) hat schließlich wegen des immensen infrastrukturellen Zubauaufwandes zusätzlich zu den schon erwähnten Problemen keine wirtschaftliche Aussichten.

0 Einleitung

In der vorliegenden Studie, die im Auftrag der Grünen -Landesverband NRW- durchgeführt wurde, sollen drei wesentliche Aspekte der HTR-Technologie untersucht werden.

1. Darstellung der technischen Entwicklung der HTR-Technologie sowie des heutigen Standes.
2. Ermittlung des Marktpotentials für HTR in der Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung.
3. Ermittlung des Marktpotentials und der Wirtschaftlichkeit von Substitutionsprodukten für die Industrie, die mittels Hochtemperaturreaktoren und entsprechenden Umwandlungstechnologien produziert werden.

Der Inhalt der Studie gliedert sich in zwei Teile. In Teil A werden zunächst in einem historischen Rückblick die markanten Entwicklungsgeschichtlichen-Merkmale der HTR-Technologie nachgezeichnet.

Weiterhin werden die grundsätzlichen Gesichtspunkte der HTR-Entwicklung in der BRD und die Gründe, die zum Bau des THTR-300 führten, aufgezeigt.

In einer Beschreibung der technischen Konzeption des THTR und seiner Funktionsweise wird der heutige Stand der Entwicklung dargestellt. Unabdingbar scheint uns eine qualitative und quantitative Diskussion der Sicherheitseigenschaften des THTR und der HTR-Varianten zu sein, weil gerade von Betreiberseite grosser Wert auf die Feststellung von besonders günstigen Sicherheitseigenschaften gelegt wird. Diese Argumentation erscheint uns unhaltbar, macht aber eine weitere detaillierte Auseinandersetzung dringend nötig. Im Rahmen dieser Studie werden lediglich konzeptionelle Schwächen aufgezeigt.

In einem weiteren Punkt werden die Nachfolgeprojekte des THTR-300 in der BRD dargestellt, soweit sie in Diskussion sind. Mit einem kurzen Überblick über die internationalen Entwicklungstrends wird Teil A abgeschlossen.

Teil B beschäftigt sich mit den Marktchancen des HTR-500 oder mit kleineren HTR-Anlagen im Strom- und Fernwärmesektor. Anhand der Entwicklung der neuesten Energieprognosen, Stromgestehungskosten und struktureller Rahmenbedingungen werden Marktpotentiale abgeschätzt. Bedeutsam sind insbesondere die Darstellung der konkurrierenden Marktsegmente, wie z.B. der Steinkohle und des Stromsparens.

Anschließend erfolgt eine technische Beschreibung der Kohleveredelungsverfahren, die im Zusammenhang mit der Prozesswärmeauskopplung aus dem HTR stehen. Neben den bekanntesten Kohlevergasungsverfahren werden Kohleverflüssigungsverfahren bis hin zur thermochemischen Wasserspaltung beschrieben. Marktpotentiale und Wirtschaftlichkeitsaussagen lassen sich auf der Basis der heutigen Diskussion nur beschränkt ermitteln, da die Bedeutung dieser Technologien allenfalls erst nach der Jahrhundertwende relevant sein werden. Aussagen werden jedoch in Bezug auf die heutige Situation getroffen.

Die Studie wurde am 2. April 1986 an das Öko-Institut vergeben, also rund einen Monat vor dem Unfall im Atomkraftwerk Tschernobyl. Seit dieser Zeit wird der sofortige Ausstieg aus der Atomenergie, und somit auch aus der HTR-Linie, wieder in breiten Schichten der Gesellschaft diskutiert, wobei das Öko-Institut für die Variante "Sofortige Abschaltung aller Atomkraftwerke" eintritt. Es mag daher vielleicht etwas verwunderlich sein, wenn wir trotzdem eine "Marktanalyse" für den HTR erarbeitet haben. Diese Analyse halten wir aber dennoch für wichtig, da wir nachweisen, daß der oft hervorgehobene Verbund Kohle-Atom nicht existiert, und der Ausbau der HTR-Technologie die Kohle weiter verdrängen würde. HTR-Strategien zur Kohleveredelung werden (wenn

Überhaupt) erst nach der Jahrhundertwende einsatzbereit. Doch diese langfristige Perspektive macht es notwendig, daß kurz- bis mittelfristig HTR in der Elektrizitätserzeugung eingesetzt werden müßten, um die Technologie zu stützen und weiter zu entwickeln. In der Elektrizitätserzeugung konkurriert dabei der HTR mit der deutschen Steinkohle, ohne daß neue Absatzgebiete für die Kohle geschaffen werden.

Diese Analyse halten wir deshalb auch nach Tschernobyl für notwendig, um die unzutreffende Argumentation der Energiewirtschaft sowie die politische HTR-Lobby aufzuzeigen, die für einen angeblich möglichen HTR-Kohle-Verbund argumentieren, um damit die Arbeitnehmer weiterhin auf den "harten"-Energiepfad einzuschwören.

Die Autoren

Stephan Kohler

Uwe Fritsche

Andreas Herbert

Darmstadt/Freiburg, 10. August 1986

Teil A

1 Historischer Rückblick über die Entwicklung der HTR-Linie

1.1 Gasgekühlte AKW in Grossbritannien und Frankreich

1.1.1 Die ersten gasgekühlten, graphitmoderierten AKW

Angesichts der heutigen historischen Situation ist es sicherlich angebracht, einen Rückblick auf die "Anfänge" zu machen.

Uns interessiert im Zusammenhang mit der Studie zur HTR-AKW-Technologie insbesondere die Frage, woher kamen die Antriebe für die Entwicklung dieses AKW-Typs und welches sind seine technologischen Entwicklungspfade ?

Die erste sich selbst erhaltende Kettenreaktion wurde am 2.12. 1942 in Chicago erreicht. In dem berühmt gewordenen "Fermi" - Reaktor (CP 1) wurde Graphit als Moderator und Natururan als Brennstoff eingesetzt. Der Grund hierfür war, daß weder angereichertes Uran noch schweres Wasser zu dieser Zeit zur Verfügung stand. Der Zweck des Unternehmens war, einerseits physikalische Experimente zum Austesten der Randbedingungen von kontrollierten Kettenreaktionen zu machen, andererseits aber auch der Versuch eine Anlage zur Produktion von Plutonium zu bekommen (CAP 1957).

Auf Grund der in der Folgeanlage Clinton-Pile (X 10) gemachten Erfahrungen wurden dann von 1943 bis 1945 in Hanford drei grosse Reaktoren zur Plutoniumherzeugung gebaut. Bis 1955 waren es bereits 8 Anlagen. Im Unterschied zu CP 1, der luftgekühlt war, wurden diese Anlagen wassergekühlt.

Bemerkung: Es ist u.E. nicht sinnvoll physikalische und technische Begriffe hier schon ausführlich zu erklären. Siehe dazu insbesondere Kapitel 2.

Die Entwicklung der technischen und militärischen Nutzung von Atomkraftwerken begann also mit thermischen (d.h. langsame Neutronen), heterogenen (d.h. Moderator und Brennstoff sind räumlich strikt getrennt), luft- oder wassergekühlten Graphitreaktoren mit natürlichem Uran als Brennstoff.

Leistungsreaktoren wurden erst Mitte der 50er Jahre gebaut. Als erste AKW gelten der graphitmoderierte, wassergekühlte Reaktor in Obninsk mit 5 MWel (Sowjetunion) und der gasgekühlte, ebenfalls graphitmoderierte Reaktor Calder-A (Calder Hall in Grossbritannien). Calder-A war der Vorläufer der sog. Magnox-Reaktoren. Sein Name PIPPA - pressurized pile for producing power and plutonium - dokumentiert nochmals deutlich die enge Verknüpfung zwischen militärischer und industrieller Nutzung. Er diente Grossbritannien für den Aufbau seines Atombombenprogramms.

1.1.2 Die Magnox-Linie

Am 10. Oktober 1957 gab es den ersten schweren Einschnitt in der Geschichte der AKW. In Windscale entzündete sich einer der beiden luftgekühlten Graphitreaktoren zur Plutoniumerzeugung durch spontane Freisetzung von Wigner-Energie (im Graphit gespeicherte Energie, die bei der Freisetzung zu Überhitzungen führen kann). Der Graphitbrand konnte nur durch glückliche Umstände mit Wasser (!) gelöscht werden.

Trotzdem lief die Plutonium- und Tritiumerzeugung weiter auf Hochtouren und die industrielle Nutzung der Energie aus Kernspaltung von Uran stand an der Schwelle zur Kommerzialisierung.

Während sich in den USA die Leichtwasserreaktoren durchsetzten, dominierten in Grossbritannien und Frankreich zu Anfang die sog. Magnox-AKW (Magnox=Magnesiumlegierung für Brennstabhüllrohre).

In Frankreich gingen 1956 und 1957 die beiden Graphitreaktoren G1 und G2 in Betrieb.

In Grossbritannien wurden ausgehend vom Calder A (s.o.) weitere 10 Magnox-AKW's im ersten britischen Energieprogramm (5000 MWel-Programm) gebaut.

In Frankreich waren 1969 6 Magnox-AKW in Betrieb; später wurde diese Linie zugunsten der Leichtwasserreaktoren aufgegeben.

In Großbritannien werden heute noch 8 Magnox-AKW (3445 MWel) von dem Central Electricity Generating Board (CEGB) betrieben.

Als Brennstoff wird nach wie vor natürliches Uran eingesetzt. Als Kühlmittel wird CO₂ verwendet (statt Luft). Moderiert wird mit Graphit. Die Brennelemente bestehen aus Hüllrohren aus einer Magnesiumlegierung (daher Magnox).

Die Leistungsdichte der Magnox-Reaktoren liegt sehr niedrig bei ca. 0,8-0,9 MW/cbm (vergl. Biblis B 92 MW/cbm). Die elektrische Nettoleistung lag beim Calder-Typ bei 50 MW. In der Entwicklung wurden dann Magnox-AKW bis rund 600 MWel (Wylfa) gebaut. Der erreichte mittlere Abbrand liegt bei Wylfa bei 3125 MWd/t SM (vergl. Biblis B 32500 MWd/t SM (SM=Schwermetall)).

Der Wirkungsgrad der Magnox-Reaktoren liegt ebenfalls niedrig, weil die Aufheizspanne der Kühlmitteltemperatur (250 Grad C Gaseintrittstemperatur und 410 Grad C Austrittstemperatur) gering ist, zwischen 18 und 30 %. Höher läßt sich die Temperatur aber nicht steigern, weil es sonst zu chemischen Reaktionen an den Brennelementhüllrohren kommen würde.

Dieses Manko wurde durch andere technische Konzeptionen auszugleichen versucht, die alle in Richtung höherer Kühlmittelaufheizspannen und damit höher erzielbarer thermodynamischer Wirkungsgrade zielten. Darin ist eine der Triebkräfte Hoch-Temperatur-AKW zu entwickeln, technisch und ökonomisch begründet.

1.1.3 Die AGR-Linie

In der Folge wurden die sog. AGR entwickelt (advanced gas cooled reactors=fortgeschrittene gasgekühlte Reaktoren), die eine Austrittstemperatur von 670 Grad C ermöglichen sollten.

Erreicht wurde dies durch Verwendung von Brennelementhüllrohren, die nun aus Stahl gefertigt wurden, um chemische Reaktionen mit CO₂ zu verhindern. Da Stahl jedoch ein guter Neutronenabsorber ist (d.h. Verlust von Neutronen), fällt der Vorteil der Magnox-Reaktoren weg Natururan zu verwenden. Statt dessen muss beim AGR angereichertes Uran eingesetzt werden.

Die technischen Daten sehen nun wie folgt aus: Beispiel Heysham A Wirkungsgrad 41% - mittlerer Abbrand 18000 MW/t SM - Leistungsdichte ca. 2.8 MW/cbm.

Da die AGR von der Systemtechnik durchaus als Vorläufer der HTGR (high temperature gascooled reactors=Gasgekühlte Hochtemperatur-Reaktoren) angesehen werden können, soll auf einige Details näher eingegangen werden.

Der Druckbehälter und Gasabschluss besteht aus einem sogenannten Spannbetonbehälter (mit Stahlseilen vorgespannter Betonbehälter), der mit einer gekühlten Stahlhaut ausgekleidet ist ("liner" - damit der Beton nicht durch Aufheizung "austrocknet").

Der Beton soll gleichzeitig als "biologisches Schild" zur Abschirmung vor Gamma- und Neutronen-Strahlung aus dem Reaktorkern dienen.

Der Graphitmoderator ist aus einzelnen Blöcken aufgebaut, die teils Brennelemente teils Steuerstäbe aufnehmen und auch aussen- seitig durch CO₂ gekühlt werden. In den Kühlkanälen stehen die Brennelemente übereinander. Die Brennelemente können während des Betriebes ausgewechselt werden.

Der hohe Wirkungsgrad wird durch einen Heissdampfprozess mit Zwischenüberhitzung erreicht (Heissdampf von 540 Grad bei 162 bar Celsius).

Es gibt heute inzwischen 7 AGR in Grossbritannien (1984). In der Arbeitsausnutzung lagen die Gasgekühlten Reaktoren in der EG 1983 mit durchschnittlich 50 % an letzter Stelle aller Reaktortypen (siehe Abb. 2).

Zur Zeit wird in Grossbritannien über den Bau eines ersten Druckwasserreaktors Sizewell B diskutiert. Der Baubeginn sollte bereits 1986 erfolgen, eine Genehmigung ist aber noch nicht erteilt (HAHN 1984). Außerdem hat die britische Elektrizitätsbehörde CEBB im April 1984 mit einer Entwurfsstudie für ein künftiges neues AKW mit AGR-Reaktoren. Die Studie basiert auf dem im Bau befindlichen Heysham II. Falls für Sizewell B keine Genehmigung erteilt wird, soll dieser AGR gebaut werden.

1.2 Forschungsreaktoren

1.2.1 Dragon

Das Ziel der weiteren Entwicklung auf dem Sektor der gasgekühlten AKW war, wie schon ausgeführt, die thermodynamisch möglichen Wirkungsgrade zu erhöhen. Mit dem AGR wurden dabei Fortschritte erzielt; mit ca. 40 % Nettowirkungsgrad sind sie grossen DWR oder SWR Leistungsreaktoren mit einem Kraftwerkwirkungsgrad von ca. 34 % (Brutto) überlegen. In der Wahl der thermodynamischen Kreisprozesse drückt sich dies darin aus, dass beim AGR der Heissdampfprozess zum Einsatz kommt (wie auch bei Kohle-Blöcken), während der LWR mit dem Sattedampfprozess arbeitet.

Nur mit Hilfe von Gasturbinen und noch höheren Gasaustrittstemperaturen wäre eine Steigerung des thermodynamischen Wirkungsgrades denkbar (In konventionellen Kraftwerken werden durch kombinierte Gas/Wasserdampf-Kreisläufe Nettowirkungsgrade von bis zu 45% erzielt).

Auch in Siedewasserreaktoren wird versucht, mit Dampfüberhitzung den Dampfprozess so zu fahren, daß hohe Wirkungsgrade möglich sind. Einer dieser sog. Überhitzerreaktoren ist der sowjetische Druckröhrenreaktor, zu dem auch der RBMK 1000 (z.B. Tschernobyl)

gehört. Das Druckröhrenprinzip erlaubt darüber hinaus das beständige Be- und Entladen unter Last, wie auch beim AGR britischer Auslegung.

Im Übrigen gab es schon sehr früh Versuche, hohe Temperaturen in AKW zu erreichen. In einem Forschungsreaktor (2.4 kW) gelang es bereits 1954 A.M.Weinberg Temperaturen von 820 Grad C zu erreichen (Oak Ridge National Laboratory - ARE Aircraft Reactor Experiment).

Es gibt jedoch einen anderen entscheidenden strategischen Grund, warum die Entwicklung des HTR vorangetrieben wurde, nämlich die Aussicht Prozesswärme in einem Bereich über 500 Grad C bereitzustellen. Damit könnte man in den Prozesswärmemarkt der chemischen Industrie, der Stahl- und Eisenhüttenindustrie und der Kohleindustrie (Kohleveredelung) eindringen.

Der Dragon-Reaktor war der erste HTR-Versuchsreaktor. Er war ein gemeinsames Projekt der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD). Er wurde im britischen Forschungszentrum der UKAEA (United Kingdom Atomic Energy Authority, britische Atomenergiebehörde) in Winfrith Heath 1959 gebaut und ging 1965 in Betrieb. Ausgelegt war er für rein thermische Zwecke (keine Turbine) bei einer Leistung von 20 MWth. Die Leistungsdichte betrug 1.4 MW/cbm. Gekühlt wurde mit Helium bei einer Gaseintrittstemperatur von 350 Grad C und einer Austrittstemperatur von 750 Grad C sowie einem Gasdruck von 20 bar. Als Brennstoff wurden Graphitbrennelemente verwendet, die Uran-Thorium-Carbid enthielten, wobei das U 235 Isotop auf 93% angereichert war. Der Reaktordruckbehälter bestand aus Stahl. 1976 wurde das Experiment eingestellt (MOORE, KANTOR 1982).

Die Brennstoffzusammensetzung deutet auf einen anderen sehr wichtigen Aspekt hin. Es wurde begonnen, den sog. Uran/Thorium Kreislauf auszutesten. Im Unterschied zum Uran/Plutonium Kreislauf, ist man hier in der Lage in thermischen Reaktoren mit

einer hohen Konversionsrate (bis zu 0.8 beim "Nahebrüter") einen Spaltstoff (Brennstoff) zu erbrüten, nämlich U 233 (Th 232 -->U 233).

Es wurde also eine Konkurrenz-Option zum Plutonium-Brüter (Schneller Brüter) eröffnet.

Ein anderer Aspekt ist die Vergrößerung des Abbrandes, der die Energie angibt, die aus einer Tonne Brennstoff gewonnen werden kann (Einheit: MWd/t SM (Megawatt-Tage pro Tonne Schwermetall)).

1.2.2 Peach-Bottom I

Peach Bottom Unit I war der erste Prototyp-HTR in den USA. Er ging 1967 in Betrieb. Im Unterschied zu Dragon war er schon zur Stromerzeugung ausgelegt (40 MW (el)). Er wurde kommerziell von der Philadelphia Electric Company betrieben. Andererseits war er Teil des Reaktordemonstrations- und Hochtemperaturreaktorentwicklungsprogramms in USA, um die Machbarkeit von HTR-AKW zu demonstrieren.

Doch schon bei der Inbetriebnahme traten erhebliche Probleme auf. Die erste Brennelementbeladung musste komplett ausgewechselt werden, da die Kühlgasaktivität höher als vorausberechnet war. Dies lag an den nur einfach beschichteten Brennstoffkügelchen (coated particles). Sie waren nur mit einer einzigen Graphitschicht versehen worden, dadurch konnten die Spaltprodukte leicht ins Kühlgas gelangen.

Die neuen Brennelemente waren dann mit sog. BISO Partikeln bestückt (zweifach beschichtete Partikel, siehe AVR) worden.

Der Betrieb der Anlage wurde aber 1974 eingestellt. Hierzu Edward Kohler der Direktor der Betreibergesellschaft (s.o): "... die Anlage benötigte zu viel technischen Service. 80 Leute für 40 MW...." (MODRE, KANTOR 1982).

1.2.3 AVR (Arbeitsgemeinschaft Versuchs-Reaktor)

Am 3. Februar 1959 wurde in der BRD die Arbeitsgemeinschaft-Versuchsreaktor (AVR) GmbH von 16 EUU gegründet (Liste der EUU's siehe Textanlage 1). Gebaut wurde der AVR von der Firmengemeinschaft Brown Boveri/Krupp Reaktorbau GmbH. Der AVR steht auf dem Gelände der Kernforschungsanlage Jülich. Mit dem AVR war der erste Kugelhaufentestreaktor der Welt in Betrieb gegangen. Bereits bei der Fertigstellung waren jedoch etliche Konstruktionsfehler aufgetreten (siehe RADKAU, 1985). Der Bau des Reaktors dauerte 7 Jahre. Wie bei Peach Bottom I mussten nachträglich die gesamten Brennelemente gegen Brennelemente mit zweifach beschichteten Partikeln ausgewechselt werden (BISO). 1966 wurde er kritisch gefahren und 1967 konnte erstmals Strom ans Netz abgegeben werden.

Die ersten Jahre waren allerdings weiterhin von Betriebsstörungen durchzogen (siehe Abb. 4), sodaß er erst 1974 richtig zu Versuchszwecken betrieben werden konnte (siehe RADKAU, 1985).

Zur technischen Beschreibung siehe Tabelle 1 und Abbildung 3. Im Unterschied zu Dragon und Peach Bottom, die prismatische Brennelemente enthielten, benutzt der AVR nun kugelförmige Brennelemente, die kontinuierlich durch den Kugelabzug unten abgezogen werden und je nach ihrem Abbrandzustand oben wieder hinzugegeben werden oder ausgeschleust werden. Dieser Mehrfachdurchlauf (MEDUL) der Kugeln ermöglicht eine Optimierung des Abbrandes. Außerdem können frische Brennelemente durch die Beschickungsanlage ständig zugegeben werden. Dies ermöglicht einen kontinuierlichen Betrieb ohne Betriebsunterbrechungen für die Beladung mit frischen BE.

Praktisch sorgt allerdings die Anfälligkeit der Beschickungsanlagenkonzeption für häufig wiederkehrende Abschaltungen.

Im Mai 1978 musste der AVR wegen einem Dampferzeugerschaden abgeschaltet werden. Durch ein winziges Leck war Wasser aus einem Dampferzeugerrohr über einen längeren Zeitraum in den Reaktor gelangt. Die Feuchte wurde nur beim An- und Abfahren der Anlage

erkannt, aber falsch eingeschätzt, weil dort die Feuchte-Werte des öfteren höher lagen. Das Wasser war an "kalten Stellen" auskondensiert (Brennelementbeschickungsanlage, Gebläsebox). Nach dem Abschalten gelangten durch den Weiterbetrieb der Nachwärmeabfuhr rund 25 t Wasser in den Reaktor (ATOM+SITOM 1979). Der Dampferzeuger und das Heliumgebläse wurden repariert. Mitte 1980 ging der AVR wieder in Betrieb.

Neuerdings soll der AVR sogar eventuell umgebaut werden (AVR II), um erste Versuch mit einem Prozesswärmetauscher (statt dem eingebauten) zu machen.

Es wurden bisher Heißgasaustrittstemperaturen bis 950 Grad Celsius erreicht. Daher sollen nun Versuche gemacht werden, um die technischen Voraussetzungen für den "Prototyp nukleare Prozesswärme" (PNP; zur Kohlevergasung) und "Nukleare Fernenergie" (NFE) zu schaffen. Nach Planungen der KFA, der AVR-GmbH, der Interatom GmbH (KWU) und der Hochtemperaturreaktorbau GmbH (BBC/HRB) soll mit den Umbauten bereits 1987 begonnen werden.

Anfang der 90iger Jahre soll dann eine erste HTR-Prozesswärmanlage in Betrieb gehen (KIRCH, BARNERT, ZIERMANN 1985).

Dies zeigt, dass die technisch-wissenschaftlichen Voraussetzungen für eine HTR-Kohleumwandlungsanlage noch völlig ungesichert sind (ausführlicher siehe Kapitel 3.3).

Während es bei dem Dragon-Reaktor mehr um die Entwicklung eines neuen Thorium/Uran Brennelementes ging und um das Austesten versch. Komponenten, folgten mit Peach Bottom und dem AVR schon eher Versuchsreaktoren als Vorstufe künftiger Prototyp- bzw. Leistungsreaktoren. So kam es auch, daß die Herstellerfirma BBC/Krupp (BBK) für die Achema in einer Werbebroschüre 1970 schrieb (BBK 1970):

"Hochtemperaturreaktoren können deshalb (billig u. hohe Temp.) in naher Zukunft in der chemischen Industrie erfolversprechend eingesetzt werden....."

Rückblickend wird man sicherlich diese Ankündigung als voreilig bezeichnen können, wie so häufig in der Atomindustrie (SB, WAA etc.).

Längs des technischen Entwicklungspfades, wurde versucht mit den Versuchs-HTR den Wirkungsgrad und die Kosten weiter zu optimieren. So wurde beim AUR immerhin schon ein mittlerer Abbrand 132000 MWd/t SM erreicht. Mit den Versuchen diese Anfänge auf grössere Anlagen zu übertragen werden sich die folgenden Kapitel beschäftigen.

1.3 Der HTR-Beginn in den USA - Fort St. Vrain 330 (FSU)

Der FSU-HTR wurde 1976 nach 11 Jahren Bauzeit in Betrieb genommen und konnte seither nicht kontinuierlich auf Volllast betrieben werden. Seit Jan. 1985 steht die Anlage erneut still (siehe Abb. 5) und muß, wegen Auflagen des NRC, umfassend nachgebessert werden. Wieder einmal sind gravierende Fehler aufgetreten, z.B. sind 5 Abschaltstäbe aus "unbekannten" Gründen nicht eingefahren. Ausserdem wurden Spannungskorrosionsrisse in den Steuerstabkabeln gefunden etc. (LEE 1985).

Ursprünglich wurde der FSU für die Stromerzeugung für den Staat New York geplant. Als jedoch das EOU eine Garantie über ein bestimmtes Strompreislimit verlangte, platzte das Geschäft. Daraufhin wurde er kurzerhand als Teil des "Power Reactor Demonstration Program's" der USAEC (United States Atomic Energy Commission, ehemalige Atomenergiekommission der USA) benannt. Der Betreiber ist die Public Service Company (PSC) in Colorado. Die Konzeption des FSU ging vom Konzept des Peach Bottom I weg und entwickelte sich in Richtung des Dragon und der Erfahrungen der AGR. Wie einige französische AGR verwendete er einen Spannbetondruckbehälter (SBDrB).

Als Brennstoff wurde hoch angereichertes Uran 235 (HEU - high enriched uranium) mit Thorium als Brutstoff ausgewählt (TRISO Partikel mit U,Th Carbide). Die Brennelemente sind hexagonale (sechseckige) Blöcke mit 36 cm Durchmesser und 79 cm Länge. Die Brennelementblöcke werden von oben zu- und entladen; hierzu muss allerdings der Reaktor abgeschaltet werden.

Der Wasser-Dampf-Kreislauf orientiert sich ebenfalls am AGR. Es soll ein thermodynamischer Wirkungsgrad von 38.5 % erreicht worden sein (für den Nettowirkungsgrad müssen noch die Druckverluste durch den Gasdurchsatz im Kern berücksichtigt werden - d.h. er liegt schlechter als vergleichbare AGR).

Jedoch darf der FSU nicht mehr als 70 % der vollen Leistung fahren. Auslöser für diese Betriebseinschränkung waren sog. Fluktuationen der Gasströmung im Reaktorkern. Wie sich herausstellte wurden diese durch Schwingungen der sechseckigen Graphitblöcke ausgelöst. Diese Instabilitäten wurden erst später durch Verklammerungen der Blöcke nie vollständig gelöst.

Durch eine ganze Reihe zusätzlicher Probleme, auf die an dieser Stelle nicht detailliert eingegangen werden soll, wurde die Betriebseinschränkung nie aufgehoben. Unter vielen anderen Problemen werden z.B. Probleme mit den Kühlgasgebläsen genannt; diese sind beim FSU dampfturbinengetrieben. Hierher rühren auch ein Teil der Probleme mit zuviel Feuchtigkeit im Kern des FSU (MOORE, KANTOR 1982). Ausserdem gab es bereits 1981 einen Wassereinbruch (wie beim AVR), der durch eine kleine Undichtigkeit im Dampferzeuger verursacht wurde.

1.4 Die Anfänge des HTR-Programms in der BRD

1.4.1 Die Ausgangslage

Wie Radkau treffend schreibt (RADKAU 1985), ging es bei der Etablierung der HTR-Linie im Gegensatz zur LWR-Linie nicht primär darum, eine neue Kategorie von Leistungsreaktoren zur Stromer-

zeugung einzuführen (anders wie in den USA). Dem damaligen Bundesministerium ging es eher darum, Zukunftsoptionen einer Generation von thermischen Brütern zu schaffen. Die AKW-Industrie unterstützte dann diesen Weg, weil eigene Entwicklungen viel zu teuer gewesen wären.

Insofern hatte auch die BBC-Krupp-Gruppe nichts gegen diese Strategie, zunächst den THTR fertig zu stellen, um dann in die direkte Vermarktung zu gehen. Die Kernforschungsanlage (KFA) - Jülich sah ihrerseits die Chance mit der THTR-Linie ein eigenes Brüter-Projekt in Konkurrenz zur Karlsruher Kernforschungszentrum (KFK) zu bekommen.

In der Folge kristallisierte sich dann die Philosophie heraus, daß der schnelle Brüter und die Thorium-HTR (-Konverter) die Ablösung und Fortsetzung der mit den LWR begonnenen Nutzung der Kernenergie bis zum Einsatz der Fusionstechnologie zu leisten hätten (siehe auch Abb.10).

Den Nimbus des thermischen Brüters hatte der THTR allerdings schnell wieder verloren, nachdem sich einerseits verbreitet hatte, daß es sich bei ihm eher um einen Konverter (Konversionsrate kleiner 1) handelte, und andererseits die Handhabung des Thorium Brennstoffzyklus sogar noch problematischer als beim Uran/Plutonium-Zyklus ist (siehe Kapitel 2.2.4).

Nun wurden zwei weitere Projekte stärker ins Gespräch gebracht, um den THTR als Forschungs-Projekt zu erhalten, nämlich:

- die Einkreisanlage mit Heliumturbine zur Strom- und Fernwärmeerzeugung und
- der HTR zur Prozesswärmeerzeugung und Kohleveredelung.

Während die BBC-Gruppe stark an der Gasturbinenoption (Einkreisanlage) interessiert war, war es für die KFA und die Kohlekonzerne in Nordrhein-Westfalen (NRW) eher die Prozesswärme- und Kohlekonversionsoption.

Der THTR wurde aber trotzdem konzeptionell mit einem konventionellen Wasser-Dampf-Kreislauf ausgestattet, weil niemand das hohe Risiko einer völligen Neuentwicklung eingehen wollte.

Im Juli 1970 erfolgte dann der Baubeschluss für den THTR.

1.4.2 Der HTR-1150 und der Baubeginn des THTR-300

Das HTR-1150-Projekt gehört zum unrühmlichen Teil der HTR-Geschichte. Eigentlich war geplant endlich den "Oyster Creek" (Oyster Creek war der erste rein kommerzielle LWR) der HTR-Linie zu plazieren, also zum Durchbruch bei der Vermarktung HTR-Linie zu kommen. Es kam jedoch ganz anders.

Nachdem sich Krupp aus prinzipiellen Gründen aus der BBK (Brown Boveri Krupp GmbH) zurückgezogen hatte, suchte und fand die BBC Gruppe den entscheidenden Partner, die General Atomic (Tochter der Gulf Oil, später auch noch von Shell) in USA, die bereits mit dem Bau des Fort St. Vrain beschäftigt war und nun 1970 eine "verbesserte" grössere Anlage, den HTR-1150, auf dem Markt anbot. Dies sollte nun auch in der BRD geschehen. Hierzu ging man den Vertrag mit BBC ein, es entstand die Firma Hochtemperaturreaktorbau GmbH (HRB).

Insgesamt sollten 2 Anlagen in der BRD gebaut werden. Mannheim Kirchgartshausen war einer jener geplanten Standorte für den HTR-1150 gewesen. Historisch interessant ist, daß dieses Projekt in der Fernwärmestudie des BMFT von 1975 als Teilstudie für den Rhein-Neckar-Raum mit enthalten war. Erst vor kurzem (1985) wurde der gleiche Standort wieder in einer neuen Studie genannt (Winkens 1985).

Nach unserer Kenntnis ist der Standort bis heute nicht aus dem Fachplan für grosse Wärmekraftwerke des Landes Baden-Württemberg gestrichen worden.

Als zweiten Standort machte man das Kraftwerk Westfalen bei Hamm/Uentrop ausfindig, wo gleichzeitig der THTR gebaut wurde.

Zitate aus einer Werbebroschüre der HRB verdeutlichen die großen Pläne dieser Firma, die allerdings jeglicher Grundlage entbehren: "Parallel zur HTR-Entwicklung in Deutschland wurde diese mit Nachdruck durch die Gulf General Atomic (GGA) in USA verfolgt. Einem ersten Versuchskraftwerk, Peach Bottom, mit 40 MWe, folgte das Kraftwerk FSU mit 330 MWe, das 1973 in Betrieb genommen wird. Die GGA verfügt z.Z. über mehrere Aufträge für Hochtemperatur-

Reaktoreinheiten von 770 und 1160 MWe, die für rein kommerzielle Nutzung vorgesehen sind. Nachdem sich die deutsche und amerikanische HTR-Industrie in der HRB zusammengeschlossen hat, soll nunmehr unter Verwendung der gemeinsamen Erfahrungen ein Demonstrationskraftwerk mit 1160 MWe in der BRD errichtet werden. Dieses Vorhaben soll im Rahmen des 4. Deutschen Atomprogramms von der öffentlichen Hand gefördert werden." (BBC, HRB 1972).

1975 zog sich die General Atomic höchst unfreiwillig aus diesen Verträgen wieder zurück. Von 10 bereits bestellten Anlagen wurden 6 Bestellungen wieder storniert, 4 Verträge mussten mit einer Vertragsstrafe von 200 Mio Dollar aufgelöst werden. Der Grund: die lange Bauzeit und die hohen Baukosten des FSU waren absehbar, ausserdem wurde in Fachkreisen über wesentliche konstruktive Mängel gesprochen.

1.4.3 Der Ausblick 1976

In der BRD besann man sich nach diesem Geschäftsdebakel wieder auf den Bau des THTR, der bereits 1976 in Betrieb gehen sollte. Jedoch war bereits '76 absehbar, dass durch unzählige Änderungen, Nachbesserungen und Umbauten nicht mit einer baldigen Inbetriebnahme zu rechnen war. Rückblickend lässt sich dies übersichtlich in einem Diagramm zusammenfassen (siehe Abb. 6).

Im Februar 1976 fand eine Krisensitzung statt (Dernbacher-Tagung). Auf dieser Tagung berieten Vertreter der öffentlichen Hand, der Hersteller, der Versorgungswirtschaft und der Kernforschungseinrichtungen über das weitere Vorgehen bei der HTR-Entwicklung (siehe hierzu: ENGELMANN, DEHME 1977).

- Ergebnis war:
- der Bau des THTR sollte vorangetrieben werden
 - Entwicklung eines einheitlichen Grundkonzeptes für HTR-Anlagen zur Strom- und Prozesswärmeerzeugung

- zeitliche Priorität des HTR-Kraftwerks gegenüber der Prozesswärmanlage.
- Internationale Zusammenarbeit.

Also begann man mit einer Reihe von Projektstudien, um die Grundkonzeptionen zu entwickeln. Ergebnis:

- die grosse Zweikreisanlage (HTR-K) wurde konzipiert
- die Einkreisanlage (mit Gasturbine) (HHT) wurde weiterverfolgt.

Ende 1975 wurde das Projekt "Prototypanlage Nukleare Prozesswärme (PNP)" als Gemeinschaftsprojekt der fünf Partner Bergbau-Forschung, GHT (Interatom, KWU), HRB, KFA und RBW formal begonnen.

Natürlich begann man auch hier mit der Grossanlage PNP 3000 MWth, um sie in der Öffentlichkeit zu präsentieren und den Anschein von Machbarkeit zu wecken. Als Kohlevergasungsverfahren wurden schwerpunktmässig die hydrierende Kohlevergasung von Braunkohle und die Wasserdampfvergasung von Steinkohle untersucht. Gleichzeitig wurden F + E Arbeiten bezüglich der metallischen Werkstoffe begonnen.

Als Prototypanlage wurde zunächst eine Anlage mit 750 MWth und drei Loops (=Kreisläufe) vorgesehen. Ein Loop sollte zur Demonstration der hydrierenden Vergasung dienen, ein anderer zur Wasserdampfvergasung und schliesslich ein dritter zur Erzeugung von Spaltgas für das Projekt der nuklearen Fernenergie (NFE). Dieses Projekt wurde von der KFA favorisiert. Es besteht aus einem Verfahren der thermischen Methanreformierung. Methan wird thermisch in Wasserstoff und Kohlenmonoxid gespalten (mit Hilfe der Prozesswärme) und beim Verbraucher wieder katalytisch in Methan verwandelt, wobei Enthalpie in Form von Wärme frei wird (siehe Teil B).

Im Vordergrund stand aber auf jeden Fall das Vorhaben der nuklearen Erzeugung von SNG (substitute natural gas) mit der Verheißung von großen Zukunftsmärkten. In dieser Einschätzung hat sich prinzipiell bei der in diesem Projekt engagierten Industrie bis heute nichts geändert.

Natürlich wurde unter dem Druck der Fakten bisher kein einziges der einstigen Prototyp-Projekte verwirklicht, aber immerhin werden bis dato Millionen von Forschungsmitteln z.B. für das Projekt PNP und NFE ausgegeben (siehe AUR II).

2 Systembeschreibung des THTR-300 in Hamm-Uentrop

2.1 Kurzbeschreibung des THTR

2.1.1 Funktionsprinzip

Zunächst soll eine kurze Einführung in die Funktionsweise des THTR gegeben werden (siehe hierzu Abb. 7 und 8).

(Die wesentlichen Informationen für Kapitel 2, soweit sie nicht separat gekennzeichnet sind, gehen zurück auf (KONSORTIUM THTR 1971-1985))

Wie Abbildung 7 zeigt, unterscheidet sich der THTR grundsätzlich von allen anderen Atomkraftwerken durch seine kugelförmigen Brennelemente. Insgesamt 675000 füllen den Innenraum eines Hohlzylinders, der aus Graphitblöcken (sog. keramischen Einbauten) aufgebaut ist. Der Boden und der Deckel des Zylinders ist ebenfalls aus Graphit. Dieser Reaktorkern wird von oben nach unten mit Heliumgas durchströmt.

Oben strömt es durch die Kühlkanäle des Deckenreflektors und wird dann durch die Hohlräume im Kugelhaufen gedrückt, bis es unten um rund 500 Grad Celsius aufgeheizt durch Bohrungen im Bodenreflektor in die sog. Heissgaskanäle strömt. Diese Kanäle leiten das heiße Gas um, sodaß es nun von unten nach oben durch die Dampferzeuger hindurchströmt. Im Dampferzeuger wird Dampf produziert, der durch Rohrleitungen zu den Turbinen geführt wird.

An jedem der 6 Dampferzeuger ist je 1 Gasgebläse angebracht, welches das abgekühlte Gas aus dem Dampferzeuger ansaugt und mit erhöhtem Druck in den sog. Kaltgassammelraum drückt, wo es dann wieder durch die Kühlgasbohrungen in den Reaktorkern einströmt.

Ein zweites Spezifikum des THTR ist die kontinuierliche Zu- und Abfuhr von Brennelementkugeln, die oben durch Zugaberohre und unten durch den Kugelabzug bewerkstelligt wird. Die Vorteile bestehen in der Möglichkeit des dauernden Betriebes (theoretisch) und der Möglichkeit der Optimierung des Abbrandes.

Die verbrauchten Brennelemente werden in Kannen gefüllt und im Lager für abgebrannte Brennelemente mindestens 100 Tage gelagert (siehe Abb. 8). Danach werden sie im "Reste"-Lager weiter aufbewahrt und in ein Zwischenlager (Ahaus) überführt. Die Endlagerung ist noch völlig offen.

Die Abschaltung des THTR ist ebenfalls bedingt durch den Reaktorkern ein Novum. Für die Schnellabschaltung und Leistungsregelung werden 36 sog. Reflektorstäbe in Bohrungen der Seitenreflektoren (Graphitblöcke) bewegt. Bei der Schnellabschaltung fallen sie unter Schwerkraft nach unten (zu Störmöglichkeiten siehe später). Für die sog. Langzeitabschaltung werden Kernstäbe in den Kugelhaufen gedrückt (siehe Abb. 9). Diese, an sich schon von der konzeptionellen Idee her, recht unbefriedigende Lösung wurde erst aktuell, als klar war, dass ein grosser HTR nach dem Kugelhaufenprinzip nicht anders abschaltbar ist (siehe Kapitel 2.3).

Bei FSU und den AGR's stellt sich das Problem so nicht, weil die Abschaltstäbe hier in Bohrungen hineinfallen können. Beim THTR müssen zur Schnellabschaltung (im Erstkern) zusätzlich Kernstäbe nachgefahren werden.

Der sogenannte Spannbetondruckbehälter (Reaktordruckbehälter) wird ausser bei einigen AGR (6 weltweit) ansonsten nicht bei AKW eingesetzt. Er besteht aus einem mit Stahlseilen vorgespannten Betonbehälter (siehe Abb. 8), dem Liner (Stahlhaut) für den gasdichten Abschluss und Durchführungen und Behälterab-

schlüssen. Um den Beton vor zu hohen Temperaturen zu schützen, ist der Liner gekühlt. Damit der Liner wiederum vom Reaktorkern her nicht zu hoher Wärmestrahlung, thermischen Neutronendosen und Gammastrahlung ausgesetzt ist, wird der Graphitzylinder von einem thermischen Schild abgeschirmt. Das thermische Schild wird vom Kaltgas ständig umspült und damit gekühlt.

2.1.2 Technische Daten im Vergleich

Die THTR-Daten sollen mit denen eines grossen AGR verglichen werden, um herauszufinden, was nun eigentlich das wirklich "Neue" am THTR ist (Hauptauslegungsdaten siehe Tabelle 2).

Grosse fortschrittliche AGR-AKW in Grossbritannien (z.B. Heysham II z.Z. im Bau) unterscheiden sich in den Daten eigentlich nur geringfügig bei der Gasaustrittstemperatur - AGR 635 Grad/ THTR 750 Grad. Der Abbrand ist jedoch konzaptionell beim THTR um einen Faktor 3 grösser wie beim Heysham II - AGR 38000 Mwd/t/THTR 110000 MWD/t. Dieser Unterschied hängt natürlich ursächlich mit dem hohen Anreicherungsgrad des eingesetzten U 235 zusammen. Beim späteren Übergang zum sog. LEU-Zyklus (niedrig angereichertes Uran, ohne Thorium) werden sich die Unterschiede wesentlich verringern (nur noch Faktor 1.5 bis 2).

Der Wirkungsgrad liegt bei beiden um 40 %. Beide Reaktoren ermöglichen den Brennelementewechsel "on load", d.h. während des Betriebes.

2.1.3 Der Uran-Thorium Kreislauf

Der THTR wird heute kaum noch in seiner Funktion als sog. Konverter erwähnt.

Die Fähigkeit, aus Thorium Uran 233 zu erbrüten, ergibt sich aus der Brennstoffzusammensetzung (ca. 1g U 235 und 10 g Thorium).

Allerdings nützt diese Option ohne Wiederaufarbeitung wenig. U 233 und Thorium wären erst in neu fabrizierten Brennelementen wirksam.

Alle Nachfolgeprojekte werden mit Brennelementen mit leicht angereichertem Uran geplant (LEU-Zyklus mit einer Anreicherung des U 235 zwischen 5 und 13%).

Diese Festlegung wurde bereits 1979/80 getroffen.

Wenn man diese Entwicklung historisch werten möchte, so wird man sicher sagen können, dass der THTR allein schon deshalb seine ursprüngliche "Daseinsberechtigung" längst verloren hat.

2.2 Brennelemente und Brennstoffzyklus

2.2.1 Brennelemente des THTR

Energiefreisetzung geschieht bei Atomkraftwerken durch die Spaltung schwerer Atomkerne der Elemente Uran und Plutonium. In Frage kommen folgende Isotope (=Kerne mit gleicher Protonen, aber unterschiedlicher Neutronenzahl) : U 235, U 233 und Plutonium 239. In den Leistungsreaktoren (LWR, DWR) wird heute vorwiegend U 235 eingesetzt. In den sog. schnellen Brütern dagegen Plutonium 239. Die Möglichkeit, U 233 zu nutzen, eröffnet sich erst mit dem sog. Uran/Thorium Brennstoffzyklus. U 233 ist nämlich (genauso wie Pu 239) auf Grund seiner Halbwertszeit nicht mehr in der Erdkruste zu finden, es muss also erst erzeugt (erbrütet) werden. Dies ist möglich, wenn man dem Spaltstoff U 235 Thorium zufügt. Durch Neutroneneinfang wandelt sich dann Th 232 in das U 233 um ($\text{Th } 232 + n \rightarrow \text{Th } 233 \xrightarrow{-\beta} \text{Pa } 233 \xrightarrow{-\beta} \text{U } 233$). Ähnlich ist dies bei dem Erbrüten von Pu 239; durch Neutroneneinfang wandelt sich dort U 238 um in Pu 239 ($\text{U } 238 + n \rightarrow \text{U } 239 \xrightarrow{-\beta} \text{Np } 239 \xrightarrow{-\beta} \text{Pu } 239$).

Gegenüber dem meist verwendeten U 235/U238-Zyklus hat der U/Th

Zyklus den grossen Nachteil, das er hochangereichertes U 235 erfordert (beim THTR 93% U 235), da U 238 ja als Brutstoff durch Thorium ersetzt werden soll und daher nur stören würde.

Der Uran/Thorium-Zyklus eignet sich für den Einsatz in graphitmoderierten oder schwerwassermoderierten Reaktoren.

Es kann aber auch der U/U-Zyklus in Hochtemperaturreaktoren eingesetzt werden. Man geht neuerdings von niedrigangereichertem U 235 (6-13%) aus, weil insbesondere die Proliferations-Diskussion (Verhinderung des Missbrauchs von Kernmaterial; in diesem Falle hochbrisant, weil hochangereichertes Uran 235 "bombenfähig" ist) und die technischen Probleme bei der Entwicklung eines Head-End und des THDREX-Prozesses zum Bau einer 2. Wiederaufbereitungsanlage für U/Th/U (zumindest vorläufig) zum Umdenken geführt haben.

1979/80 wurde ein sog. Referenzzyklus festgelegt (LEU-Zyklus).

So wie der THTR heute betrieben wird - hoher Abbrand (110000 MWd/t SM) - lassen sich mit ihm ohnehin keine hohen Anteile an U 233 erreichen. Die Konversionsrate (Verhältnis von neu erzeugtem Spaltstoff (U 233) zu eingesetztem Spaltstoff (U 235)) ist gering ($c = 0.6$). Damit liegt er zwar höher als beim LWR, jedoch nützt dies ohne Wiederaufarbeitung kaum, da das U 233 erst richtig zur Geltung kommt wenn es nach der Wiederaufarbeitung wieder in frischen Brennelementen zugesetzt wird. Theoretisch ließe sich mit dem THTR bei niedrigerem Abbrand (rund 30000 MWd/t) die Konversionsrate erhöhen, jedoch hat man auf möglichst hohen Abbrand und damit hohe Brennstoffausnutzung optimiert und nicht auf möglichst geringen Brennstoffeinsatz.

Während bei den meisten Leichtwasserreaktoren Uran in der Form von Urandioxid in Tablettenform in Metallhülsen, den sog. Brennstäben, in den Reaktor eingebracht wird, wird beim HTR ein anderer Weg gewählt.

Beim THTR wird der Brennstoff, ein Gemisch aus Uran- und Thoriumdioxid, zunächst als kleine Kügelchen hergestellt ($d = 400$ millionstel Meter). Diese werden danach dreifach mit pyrolyti-

schem Kohlenstoff beschichtet. Rund 35000 dieser Kügelchen werden dann in eine Graphitmatrix eingebettet und zu einer Kugel verpresst, die aussen einer 0.5 cm dicken brennstofffreien Graphitschicht versehen ist. Die 6 cm dicken Kugeln enthalten 0.96 g hochangereichertes Uran 235 und 10.2 g Thorium und sind 200 g schwer. Die Kugel wird als Brennelement bezeichnet (Abb. 10).

2.2.2 Beladung und Beschickung

Rund 675000 Kugeln in einer losen Schüttung (Kugelhaufen) bilden den Reaktorkern des THTR. Im sog. Gleichgewichtskern handelt es sich nur noch um Brennelemente mit unterschiedlichem Abbrand, die generell in eine Innenzone und Aussenzone eingeteilt sind. Die äusseren Brennelemente haben hierbei einen etwas höheren Urangehalt, um eine gleichmässige radiale Leistungsverteilung zu erhalten. Dieser Gleichgewichtskern ist aber erst nach ungefähr 3 Vollastjahren (VLJ = 1 Jahr mit Vollast) erreicht. Am Anfang genügen weniger Brennelemente, um die Kettenreaktionen zu ermöglichen (Kritikalität=1 heisst im Durchschnitt bleibt von den rund 2.5 Neutronen, die bei einer Kernspaltung frei werden, eines übrig mit dem erneut ein Kern gespalten wird), da die Brennelemente ja noch frisch sind (viel Spaltstoff wenig neutronenschluckende Spaltprodukte). Der sog. Erstkern enthält 358000 Brennelemente, 272000 Graphitelemente (reines Graphit) und 43500 Absorberelemente. Letztere enthalten sog. abbrennbare Neutronengifte wie Hafnium und Bor, die die Neutronen absorbieren, sich hierbei aber in andere Isotope umwandeln und dadurch abbauen ("abbrennen"). Damit soll die sog. Überschussreaktivität, die am Anfang vorhanden ist (siehe oben), teilweise kompensiert werden.

Die Brennelemente im THTR wurden zu Anfang mit einer speziellen Beladeeinrichtung eingebracht und werden nun während des Betriebs kontinuierlich umgewälzt. Frische Brennelemente, die ebenfalls dauernd eingebracht werden müssen, werden über die sog. Beschickungsanlage zugeführt (siehe Abb. 11).

Gehen wir entlang des Fließschemas von Abb. 11. Durch den Kugelabzug werden unten pro Tag (Gleichgewichtskern) 480 Kugeln mit einem Vereinzeln abgezogen. In einem Bruchabscheider werden zerbrochene Kugeln ausgesondert und in die Kugelbruchkannen gefüllt. Die intakten Kugeln gehen zum Abbrandmessreaktor. Dies ist ein Kleinst-Kernreaktor, mit dem der sog. Abbrandzustand der Brennelemente gemessen werden kann. Ausserdem kann er den Kugeltyp feststellen (Graphit-, Absorber- oder Brennelementkugel). Eine EDU-Anlage steuert nun die weitere Verteilung. Abgebrannte Kugeln (Abbrandzustand einstellbar) werden entnommen und in Kannen gefüllt, die in das Reaktor Brennelementlager kommen. Mit Hilfe eines Gasstroms werden die Kugeln in Röhren wieder nach oben befördert von wo sie über Zugaberohre wieder in den Reaktorkern kommen. Frische Kugeln werden über die Zugabe-einrichtung zugegeben.

Im Mittel durchlaufen die Brennelemente den Reaktorkern sechsmal und verbleiben im Schnitt im Kern etwa ein halbes Jahr (Durchlaufzeit).

2.2.3 Zwischen- und Endlager

Der Uran 233 - Anteil in den entladenen Brennelementen ist etwa 2 bis 3 mal so hoch wie der Plutoniumanteil bei abgebrannten LWR-Brennelementen, also ca. 2-3%. Die Verfechter des U/Thorium/U Kreislaufs ziehen nun daraus den Schluss, dass ein geschlossener Kreislauf hier noch wichtiger sei als beim Verwenden von U 238. Trotzdem sollen jetzt die verbrauchten THTR-Brennelemente "endgelagert" werden. Ein implizites Eingeständnis, dass der Thorium-Weg gescheitert ist.

Um so mehr wird nun sogar der "Vorzug" des Endlagerkonzeptes gegenüber dem Aufbereitungskonzept gepriesen.

Da die Abklingzeit mindestens bei einem 3/4 Jahr liegen muss, ist das Brennelementelager im Reaktor entsprechend gross, nämlich 50% der gesamten Brennelementkapazität des Kerns, d.h. 405000 Kugeln. Dies entspricht ungefähr 200 Kannen, die jeweils zu drei Kannen übereinandergestapelt werden. Das Zwischenlager im Reaktor muss mit Luft zwangsgekühlt werden.

Das jetzige Zwischenlagerkonzept sieht die Lagerung von ca. 2100 Brennelementen in sog. Sphärogussbehältern (Castorbehälter) vor. Als Lager wurde das geplante Zwischenlager in Ahaus vorgesehen. Insgesamt sind durch den THTR bei einer Betriebszeit von 20 bzw. 30 Jahren und 70% Arbeitsausnutzung 3.5 bzw. 5.2 Mio Brennelemente zwischenzulagern. Wegen des grossen Volumensanteils des Moderatorgraphit der Brennelementkugeln muss man ungefähr mit einem 10 fachen Volumenbedarf gegenüber der Brennelementlagerung aus dem LWR rechnen. Bei 5.2 Mio Brennelementen entspricht dies immerhin einem reinen Schüttvolumen von rund 1000 cbm. Bei einem möglichen Nachfolgeprojekt (KTR 500) würde sich die Gesamtzahl der zu lagernden Brennelemente auf ca. 10 Millionen in 30 Betriebsjahren erhöhen. Zusammen mit dem THTR wären es also dann rund 15 Millionen BE und rund 3000 cbm reines Schüttvolumen. Für den THTR liegt jedoch ein Endlagerkonzept bis heute nicht vor.

2.2.4 Wiederaufarbeitung von Brennelementen

Der Uran/Thorium-Zyklus setzt die Versorgung mit mittel- oder hochangereichertem Uran voraus und müsste, wie schon erwähnt, über einen geschlossenen Kreislauf betrieben werden, um seine "Vorteile" nutzen zu können.

Das heisst, es wäre eigens für diesen Brennstoffzyklus eine Wiederaufarbeitungs- und Refabrikationsanlage zu erstellen. Seit Anfang der 70er Jahre wurde in den USA und der BRD tatsächlich an entsprechenden F + E- Projekten gearbeitet.

Aktuell wird in der BRD in der KFA-Jülich an einer Pilotanlage JUPITER für den sogenannten Head-End gearbeitet. In dem sog. Head-End muss der Schwermetalleinsatz (Uran und Thorium) von dem Graphit abgelöst werden. Dies geschieht dadurch, dass die Brennelementkugeln zunächst zerkleinert und dann zermahlen werden. Der Staub enthält danach Graphit und die zermahlene beschichteten Partikeln mit dem Schwermetall. Dann wird der Staub in einem Wirbelschichtreaktor verbrannt. Graphit (Kohlenstoff) verbrennt hierbei zu CO₂ und CO, der zurückbleibende Schwermetallstaub wird abgeschieden. Bei diesem Prozess werden Spaltprodukte freigesetzt.

Soweit bekannt ist, wurden Versuche zum Head-End bisher hauptsächlich mit Graphitkugeln betrieben. Ende 1982 sollten allerdings erstmals frische Brennelementkugeln verarbeitet werden.

In den USA wurden nach unseren Informationen inzwischen alle Versuche mit einer "kalten"-Wiederaufarbeitungsanlage eingestellt. Letztlich waren es wohl zwei Gründe, die zum sog. Weg-Werf-Zyklus geführt haben. Erstens lohnt sich die Einführung einer solchen Technologie natürlich nicht bei weltweit 2 Prototyp-TRTR. Zweitens wurden die Schwierigkeiten einer WA mit dem U/Th-Zyklus ebenfalls erkannt. Dieser Zyklus ist noch schwieriger zu handhaben als die WA mit dem U/Pu. Diese grundsätzlichen Probleme sollen hier kurz skizziert werden (näheres bei FRANKE 1980).

Um noch einmal einfürend die Pro-Argumente der Anhänger des Thorium-Kreislaufs zu benennen:

- Thorium kommt in wirtschaftlich gewinnbarer Form etwa 2-5 mal häufiger vor als Uran
- die Neutronenausbeute des U 233 im thermischen KKW ist denen anderer Spaltstoffe überlegen (Möglichkeit des Nahebrüters)
- Thorium 230, als Tochterprodukt des U 238, entfällt
- Ruthenium 106 entsteht aus dem U 233 nur zu einem zwölftel der Menge wie aus dem Zerfall von Pu 239.

Diese "Vorteile" werden u.E. von gravierenden Nachteilen weitge-

hend überdeckt:

- Protactinium mit einer HWZ von 27 Tagen macht als Zwischenprodukt zum U 233 eine Wartezeit von ca. einem 3/4 Jahr nötig. Dabei ist das zwischenzulagernde Volumen wegen des Moderatorgraphits etwa 10 mal so gross wie beim LWR.
- Über die Chemie und die chemische Verfahrenstechnik beim Thorium Prozess (THOREX) ist wenig bekannt!
- im Head-End fallen bereits grosse Mengen radioaktiver Produkte an. Das radioaktive Inventar ist in der gleichen Grössenordnung wie bei einem LWR bezogen auf die thermische Leistung. Beim Verbrennen wird radioaktiver Kohlenstoff (C 14, HWZ 5700 Jahre) freigesetzt (CO₂, CO), dessen Zurückhaltung ausserordentlich schwierig ist. Beispielsweise würden grosse Mengen Kalziumcarbonat anfallen, die endgelagert werden müssten.
- im THTR-Brennstoff entsteht U 232, das mit einer HWZ von 72 Jahren weitere, kurzlebige, teils sehr energiereiche Gamma-Strahler erzeugt (Wismuth 212, Thallium 208).
- bei der Abtrennung von Thorium (zum Zurückführen) hat man es mit Th 228 zu tun (HWZ 1.95 Jahre). Daher müsste man Thorium 10-20 Jahre lagern bevor es in den Reaktor rückgeführt wird.
- bei der Separation von Uran hat man es mit U 232 und den Folgeproblemen zu tun, was eine schnelle Aufarbeitung nötig macht.
- im Brennstoff entstehen viele energiereiche Neutronen, wodurch zusätzliche aufwendige Abschirmungen notwendig sind.
- die hohe Konzentration von U 235 im THTR Brennstoff gepaart mit dem angestrebten hohen Abbrand, führen zu viel Neptunium 237. Dies erzeugt auf Grund seiner langen HWZ (> 2 Mio Jahre) über U-232 langfristig ein hohes Kontaminationspotential. Es bilden sich Radium-Isotope z.B. auch das Ra-225 (mit HWZ 2 Wochen).

2.2.5 Stilllegungskonzept

Über die Stilllegung des THTR ist in der Öffentlichkeit bis jetzt wenig bekannt. Über die bereits bei LWR bekannten Probleme hinaus, könnten sich zusätzliche Probleme durch die grosse Masse an Graphit (C 14-Problem) und Stahlbeton (beim SBB wurden 25000 t Beton, 1200 t Bewehrungsstahl und 1500 t Spannstahl verbaut) ergeben. Die schlechte Zugänglichkeit bei den einzelnen Komponenten ist beim THTR auch in dieser Hinsicht ein fatales Problem (insbesondere Liner).

2.3 Abschalt- und Regelkonzept des THTR

2.3.1 Schnell- und Langzeitabschaltung

Um die Kettenreaktion in einem Kernkraftwerk sicher zu unterbrechen, bedarf es neutronenabsorbierender Materialien, die in der Regel in den Reaktorkern einzubringen sind.

Um einen plötzlichen Leistungsanstieg durch schnellen Anstieg der Neutronenzahl (Neutronenfluss) im Reaktorkern unterbinden zu können, wird in jedem Kernreaktor ein Schnellabschaltssystem vorgesehen, dieses muss innerhalb von Sekunden wirksam werden. Zur sicheren langfristigen Unterbrechung der Kettenreaktion muss ein sog. Langzeitabschaltssystem installiert werden.

Beide Systeme existieren beim THTR in der Form von Stahlstäben, die mit Borkarbid (B_4C) gefüllt sind. Bor wird verwendet weil es ein guter Neutronenabsorber ist (möglich ist auch Cadmium, Hafnium etc.). Durch Einfahren dieser Stäbe wird die Neutronenzahl (Neutronenfluss) im Reaktorkern vermindert und kann eine vollständige Unterbrechung der Leistungsproduktion erreicht werden.

Zur Schnellabschaltung stehen im THTR 24 von 36 sog. Reflektor-

stäben zur Verfügung. Diese Reflektorstäbe fallen in Bohrungen des Graphitseitenreflektors mit der Schwerkraft ein (50 cm/s). 12 dieser Stäbe sind für die Regelung reserviert (normalerweise voll eingefahren zum Ausregeln des Xe-Anstiegs bei schnellem Lastwechsel von 100% -> 40% - sog. Xe-Override).

Zur Langzeitabschaltung stehen im THTR 42 sog. Kernstäbe zur Verfügung, die wie der Name schon andeutet direkt in den Reaktor d.h. in den Kugelhaufen eingefahren werden müssen. Dazu werden sie pneumatisch bewegt (näheres siehe nächster Abschnitt) (Übersicht siehe Abb. 12).

Beide Abschaltssysteme müssen vollständig unabhängig voneinander sein und ihre Aufgabe ohne Inanspruchnahme des anderen Systems erfüllen. Dies ist beim THTR nicht gegeben; beim Schnellabschalten im Erstcore-Betrieb müssen die Kernstäbe mitbenutzt werden (zu den sicherheitstechnisch relevanten Vorgängen kann in diesem Zusammenhang nicht näher eingegangen werden).

An dieser Stelle soll nochmal ein kurzer historischer Rückblick eingeschoben werden, da dies hier von besonderem Interesse ist. Der völlig unakzeptable Zustand der nicht-diversitären Abschaltssysteme ist historisch begründet. Ursprünglich wurde nämlich der THTR so konzipiert, dass die 42 Kernstäbe sowohl die Schnellabschaltung als auch die Langzeitabschaltung abdecken sollten (!) (Müller, 1971). Die Reflektorstäbe wurden damals nur für Regelzwecke vorgesehen. Erst nachträglich wurden durch Auflagen die Reflektorstäbe für die Schnellabschaltung vorgesehen, jedoch reichen sie von ihrer Auslegung her alleine nicht aus (s.o.). Als Möglichkeit wurde dann noch die Noteinspeisung von Bortrifluoridgas (BF₃) vorgesehen. Man kam allerdings hiervon wieder ab, weil dieses Gas die Eigenschaft hat, sich im Reaktorkern zu zersetzen und Korrosion hervorzurufen.

Im Zusammenhang mit dem Abschalten des THTR (generell HTR) wird immer wieder von dem sog. Temperaturkoeffizienten gesprochen, der selbst bei Versagen der Schnellabschaltung Leistungsexkursionen

verhüten soll. Genannt wird meistens der Stabklemmversuch beim AVR, an dem die Wirkung des negativen Temperaturkoeffizienten verfolgt werden kann.

Es sollen hier nur grundsätzlich die Zusammenhänge klar gemacht werden.

Physikalisch geht es um den Brennstofftemperaturkoeffizienten, der bei allen Druck- und Siedewasserreaktoren negativ ist !

Dass er beim THTR auch negativ ist, ist also nicht spezifisch. Diese Eigenschaft ist für die Regelung extrem wichtig. Sie bedeutet nämlich, dass bei einer Abkühlung des Brennstoffs die Wärmeproduktion ansteigt und umgekehrt bei einer Temperaturerhöhung die Wärmeproduktion abfällt. Genau dies ist aber Voraussetzung für das "Hochfahren". Das Kühlmittel kühlt die Brennstäbe, die Leistung steigt an. Kommt es aus irgendwelchen Gründen zum plötzlichen Temperaturanstieg, so wird die Leistung abgesenkt. Hätte man diese Eigenschaft nicht so müsste man ständig Leistungsexkursionen befürchten. Durch den sog. positiven Void-Koeffizienten (Blasenbildung im Kühlmittel läßt die Reaktivität plötzlich ansteigen) ist dies aber beim Siedewasserreaktor und beim natriumgekühlten Schnellen-Brüter bei Störfällen möglich. Auch die Größenordnung ist beim THTR nicht wesentlich besser wie beim LWR: $-2.5 \cdot 10^{-5}/K$ beim THTR gegenüber $-2 \cdot 10^{-5}/K$ bei Siede- und Druckwasserreaktoren.

Beim THTR ist der TK negativ durch relativ stärkere Dopplerverbreiterung der Thoriumresonanzen, gegenüber der Verbreiterung der Resonanz des Spaltquerschnitts von U 235. Bei sehr hohen Temperaturen ist das Verhalten des TK beim THTR unbekannt !

2.3.2 Funktion- und Antrieb der Stäbe

A Reflektorstäbe :

Ein Reflektorstab besteht aus 10 Gliedern, die mit Gelenken verbunden sind. Über einen Kettenantrieb wird der einzelne Stab elektromotorisch bewegt (mit 7 cm/s). Bei Anforderung einer Schnellabschaltung wird der Motor spannungslos gemacht und der Stab fällt ein (mit 50 cm/s).

Die Stäbe sind in 6 Gruppen zu je 6 Stäben zusammengefasst. 4 Gruppen (24 Stäbe) müssen sich während des Betriebes immer in oberer Endstellung befinden.

Dass selbstverständlich auch Stäbe oder Stabgruppen versagen können, zeigten einerseits die Erfahrungen beim AVR, wo Stäbe nicht eingefallen sind, oder die Inbetriebnahmeerfahrungen des THTR, wo Stabantriebe geklemmt haben.

Die Hersteller wissen natürlich sehr wohl um die Unzulänglichkeit dieser Systeme, deshalb wurden bei der Projektierung von Nachfolgeanlagen Notabschaltsysteme entwickelt. Eines wurde schon genannt (BF3). Später wurden lange Zeit Systeme wie die "kleinen Absorber-Kugeln (KLAK)" favorisiert. Dies sind kleine mit Bor angereicherte Graphitkugeln, die man im Notfall oben auf den Kugelhaufen zugibt. Diese sollen dann langsam nach unten rieseln, sodass der Reaktor durch das "Neutronengift" Bor abgeschaltet wird. Man könnte sich auch die Einspeisung von Helium 3 vorstellen (diese hätte aber andere Nachteile und wäre zudem teuer).

Die hauptsächlichsten Probleme hat man aber bei der Konzeption der Kernstäbe.

8 Kernstäbe :

Die 42 Kernstäbe müssen in den Kugelhaufen direkt einfahren. Der Fahrweg beträgt hierbei bis zu 5,6 m und die Einfahrkräfte sollen laut Konzeption 10 t pro Stab nicht überschreiten. Hierbei wächst die Kraft beim Einfahren mit der zunehmenden Einfahrtiefe (Reibung nimmt zu). Damit diese Kräfte vermindert werden, wurde eine "Hilfsanlage" zur Einspeisung von Ammoniak (NH₃) installiert. Dieses soll die Reibwerte beim Einfahren der Stäbe ver-

ringern. Das Einfahren der Stäbe muss aber natürlich auch bei Ausfall der Ammoniak-Einspeisung gewährleistet sein. Dieses ist allerdings gemäß Genehmigungsbescheid ein betriebliches und kein Sicherheitssystem.

Nun hängen aber die Kräfte beim Einfahren der Kernstäbe auch noch von der Dichte der Kugelpackung ab. Die Kugeln können mehr oder weniger dicht zusammengepackt sein, ja es können sogar lokale Verdichtungen auftreten. Dieses wurde in völlig unzureichenden Modellversuchen, wie sich jetzt herausgestellt hat, getestet. Es wurden Stabkräfte gemessen, die fast schon an der Auslegungsgrenze von 12 t lagen (mit Ammoniak-Einspeisung).

Auch der Kugelbruch ist wesentlich höher als vorhergesehen. Bereits heute ist eine der beiden für die gesamte Betriebszeit vorgesehenen Bruchkannen gefüllt. Hinzu kommt das konzeptionelle Dilemma, daß bei jedem Einfahren der Kernstäbe der Kugelhaufen erneut verdichtet wird.

Die Kernstäbe können durch zwei getrennte Antriebssysteme bewegt werden. Diese arbeiten pneumatisch. Als Arbeitsgas dient gereinigtes und gespeichertes Helium mit 130 bzw. 90 bar Druck.

Das erste System ist ein Kurzhubantrieb. Durch diesen werden die Kernstäbe mit 5 cm Schrittweite auf- oder abbewegt. Er soll ausschliesslich zu betrieblichen Zwecken eingesetzt werden.

Beim Langhubkolbensystem kann der Kernstab mit 30 cm/s in den Kugelhaufen eingefahren werden. Er wird dann eingesetzt wenn dies aus sicherheitstechnischen Gründen notwendig ist. Das Ausfahren ist nur mit dem Kurzhubkolbensystem möglich.

2.3.3 Regelkonzept und Lastverhalten des THTR

Das Regelverhalten des THTR ist dem eines AGR sehr ähnlich. Die Feinregelung des THTR (Lastkonstanz) erfolgt mit den Steuerstäben. Ansonsten ist der THTR für einen Leistungsbereich von 40% bis 100% ausgelegt. Es wird wie folgt geregelt:

Im gesamten Leistungsbereich werden die Kaltgastemperatur, der Frischdampfzustand und der Dampfzustand am Austritt des Zwischenüberhitzers (ZU) weitgehend konstant gehalten. Dies ist dadurch möglich, daß die Reaktorleistung, der Kühlmitteldurchsatz und der Speisewasserdurchsatz lastabhängig geregelt werden, wobei sich die Heissgastemperatur lastabhängig einstellt (Abb. 13).
Genauer siehe hierzu (FRIEDRICH, WEICHT 1977):

Die wichtigsten Ausgangs- und Regelgrößen sind:

- elektrische Leistung
- Frischdampfdruck
- Frischdampf Temperatur
- Kaltgastemperatur am Dampferzeugeraustritt

Die Stellgrößen:

- Stellung Turbinenhauptventil
- Drehzahl der Kühlgasgebläse
- Stellung der Kontrollstäbe
- Stellung Speisewasserventile

Dabei ist insbesondere die dynamische Charakteristik der Dampferzeuger von Interesse:

- sehr schnelles dynamisches Verhalten des Frischdampfstromes auf Änderung des Kühlgas- oder Speisewasserstromes, sehr kleines Speichervermögen (im Vergl. mit konv. Bensonampferzeugern).
- thermisches Verhalten (Frischdampf Temperatur) ähnlich wie konv. Bensonkessel
- sehr starke innere Verkopplungen

Das Regelkonzept wurde wie folgt festgelegt:

Der Frischdampfdruck wird über den Kühlgasstrom und die Kaltgastemperatur über den Speisewasserstrom geregelt. Die Frischdampf Temperatur wird über die Reflektorstäbe geregelt. Die heisse Zwischenüberhitzer-Temperatur stellt sich frei entsprechend den vorgegebenen Randbedingungen ein, was zu einem Absinken bei Teillast führt. Der Sollwert der elektrischen Leistung ist auf jeden der drei Regelkreise aufgeschaltet. Die Leistungsfrequenzregelung der Turbine bzw. des Generators erfolgt über den Frischdampfstrom.

2.3.4 Reaktorinstrumentierung

Die Aufgaben einer Reaktorinstrumentierung lassen sich in drei Schwerpunktgebieten zusammenfassen:

- Betriebliche Messungen (Überwachung Betriebszustand, Funktion der Sicherheitssysteme etc.)
- Reaktorschutz (Erkennung von Grenzwerten, Auslösung von Schutzaktionen, Gefahrmeldung)
- Überwachung von Störfällen (Informationen über Zustandsgrößen, Dokumentation von Messwerten)

Die Instrumentierung des THIR:

1. Neutronenflussmessungen

2 Spaltkammern werden für die Betriebsanfahrmessungen eingesetzt. 4 Neutronenionisationskammern werden für die Betriebsleistungsmessungen verwendet. Dabei wird jeweils am äusseren Seitenreflektor gemessen.

2. Kühlgasdurchsatzmessungen

Gemessen wird an den Gebläsen durch die Messung von Druckdifferenzen. Ausserdem wird teilweise die Stromaufnahme der Gebläsemotoren dazu benutzt.

3. Kühlgastemperaturmessungen

Gemessen wird:

- mit 9 Messfühlern im Heissgassammelraum unter dem Kern (redundant ausgelegt). Diese Messung dient der Erkennung von Gasstrahlen und Schiefasten, sie ist Teil der Störfallinstrumentierung.

- mit je 10 Thermoelmenten an den Lochplatten. Teilweise für die Störfallerkennung.

- mit je 6 Thermoelmenten vor jedem Gebläse. 3 TE sind zur Regelung eingesetzt und 3 TE zur Störfallerkennung.

- mit je 3 Positionen à 3 TE im Kaltgassammelraum über dem Kern.

4. Kühlgasdruckmessungen

Gemessen wird:

- im Kaltgasraum zur Erkennung des Kühlmittelverlustes.

- an den Gebläseabschirmungen.

-Differenzdruckmessungen an: den Gebläsen, über Dampferzeuger, über dem Kern.

5. Kühlgasfeuchtemessungen

Diese Messung ist KTR spezifisch und wichtig für die rechtzeitige Erkennung von Wassereinbrüchen aus Rissen oder Brüchen von Dampferzeugerrohren (der sekundärseitige Speisewasser bzw. Frischdampfdruck ist höher (180 bar zu 39 bar) als der Druck im Primärkreis). Die Messung erfolgt über Bypässe an den Gebläsen.

Die Reaktorinstrumentierung des THTR unterscheidet sich in einem wesentlichen Punkt ebenfalls von LWR's, er besitzt keine Kerninstrumentierung. Das heisst, über den Zustand im Kern gibt es nur rechnerischen Zugang über Sekundärinformation aus entweder Neutronenflussmessungen oder Kühlgastemperaturmessungen. Grosse Schwierigkeiten bereitet es daher z.B. das Problem von Fehlbeladungen des Reaktorkerns in den Griff zu bekommen (bereits beim THTR durch Betriebsstörungen der Beladesteuerung geschehen).

Die Zuverlässigkeit der Instrumentierung des THTR sollte in einer gesonderten Betrachtung analysiert werden. Die Feuchtemessung war schon beim AVR ein Problem. Nach einer Dampferzeugerleckage konnte Wasser in den Reaktor gelangen, ohne daß der Störfallerkannt wurde (durch in winziges Loch im Dampferzeuger trat Wasser in den Reaktorkern, siehe Kapitel 1). Bei der Inbetriebnahme des THTR gab es des öfteren Fehlmeldungen der Feuchtemesser, wahrscheinlich hervorgerufen durch die Ammoniakkeinspeisung im Zusammenhang mit Graphitstaub (?!). Jedenfalls ist die Messung der Ammoniakkeinspeisung ungenügend. Es werden lediglich Gasproben genommen über die der NH_3 - Gehalt messbar ist, allerdings sehr ungenau.

2.4 Reaktoreinbauten und Druckbehälter

2.4.1 Das Gebäude des THTR

Die Gebäude des Primärteils des THTR sind unterteilt in Reaktorhalle, Reaktorhilfs- und Reaktorbetriebsgebäude. Sekundärgebäude sind das Maschinenhaus (was direkt mit dem Maschinenhaus des angrenzenden Kohlekraftwerks zusammenhängt) und die Elektro-Gebäude.

Die Reaktorhalle enthält den Spannbetondruckbehälter sowie alle für den Betrieb des Reaktors erforderlichen Anlagen wie Gasreinigungsanlage, alle heliumführenden Anlagenteile und Anschlussysteme des Sekundärkreislaufes an das Primärsystem. Das Reaktorhilfsgebäude umfasst die Nebenanlagen des Reaktors, die Einrichtungen zur Reingaslagerung sowie die Zugangskontrollzone mit allen erforderlichen Umkleide- und Hygieneeinrichtungen für Personen, die im Kontrollbereich der Anlage tätig sind.

Im Reaktorbetriebsgebäude befinden sich das Lager für abgebrannte Brennelemente, die Einrichtungen zur Aufbereitung und Lagerung von festen und flüssigen radioaktiven Stoffen sowie die Dekontaminationsanlage mit allen erforderlichen Hilfsanlagen.

Es soll näher auf die Reaktorhalle eingegangen werden. Der THTR verfügt über kein Volldruckcontainment.

Statisch wurde das Gebäude nach DIN 4149 ausgelegt. Interessant ist insbesondere die Stützung des SBB durch die Ringstützwand (siehe Abb: 14), der Dampferzeugerringraum und die Stabschutzdecke. Die beiden letzteren Konstruktionen können den Lastfall Flugzeugabsturz (Tornado und heute Phantom erst recht nicht) nicht beherrschen.

Der Hersteller wurde in diesem Zusammenhang durch zahlreiche Nachforderungen konfrontiert, über die er selbst schreibt

(MÜLLER, 1976): ".....führte insbesondere die Forderung "Beherrschung der äusseren Einwirkungen" zu erheblichen Änderungen in den Gebäudeauslegungen...Beim Reaktorgebäude konnten dagegen nur noch schwer Verbesserungen eingebracht werden."

Die Aussenwandverkleidung der Reaktorhalle ist als doppelseitige Aluminiumplattenverkleidung mit dazwischenliegender Isolierung ausgeführt. Sie ist ausgelegt für entsprechende Windlasten und für Über- bzw. Unterdruck von 50 mm WS. Durch den Unterdruck soll im Betrieb das Austreten von Spaltprodukt-Gasen verhindert werden (was bisher nach unseren Informationen nicht vollständig gelang).

2.4.2 Spannbetondruckbehälter (SBB)

Spannbetondruckbehälter wurden erstmals in AGR's (z.B. in Frankreich) eingesetzt. Heute gibt es weltweit etwa 6 SBB, die vergleichbar mit dem des IXTR sind. Für die Genehmigungsnachweise wurden umfangreiche Versuche durchgeführt. Ein berstsisicheres Druckbehältnis wurde damit aber nicht geschaffen. Bei bestimmten Störfallabläufen ist ein Versagen der Behälterintegrität (bersten) durchaus möglich. Beton ist nämlich von Natur aus sehr wärmeempfindlich, weil bei Verlust des Wassergehaltes die günstigen Eigenschaften verlorengehen. Der SBB des IXTR ist der erste in der BRD in Kernkraftwerken eingesetzte SBBDrB. Er wurde von HRB und Krupp entwickelt. Zur Beschreibung siehe Abb. 15. Zur Vorspannung des Behälters werden vertikale und horizontale Kabel verwendet. Die horizontalen Ringkabel sind im zylindrischen Bereich 6 fach, im Bereich der Deckel 9 fach je Lage angeordnet. Sie sind je um 90 Grad in einer Ringspanneinheit versetzt und werden an der Aussenseite des Zylinders in Lisenen verankert. Zum Schutz des SBB vor Wärme und Strahlung sind umfangreiche Einbauten nötig, hierzu siehe nächster Punkt. Der gasdichte Abschluss wird durch den Liner, eine auf der Innenseite des SBB angebrachte Stahlhaut, gewährleistet.

2.4.3 Metallische und keramische Einbauten

Wie vorher bereits erwähnt, sind umfangreiche metallische Einbauten notwendig, um den SBB 1. vor zu hohen Temperaturen und 2. vor zu hoher Neutronen- und Gammastrahlung abzuschirmen. (Gesamtübersicht metallische und keramische Einbauten siehe Abb. 16 und 17)

Auf der "heissen" Seite des Liners ist eine mehrschichtige Stahlfolienisolierung von 70 mm Dicke angebracht, auf deren Innenseite das Linerkühlsystem aufgeschweisst ist (Kühlrohre). Dieses ist zweifach vorhanden (max. Kühlwassermenge pro Kühlsystem 540 t/h, max. zul. vom Kühlsystem abzuführende Wärmemenge 9.6 GJ/h),

Dieses soll garantieren, dass die max. Temperatur auf der Innenseite 45 Grad Celsius und ein Temperaturgefälle von max. 21 Grad Celsius nicht überschritten werden). Diese Isolierung hat schon bei den AGR's zu vielen Schwierigkeiten geführt. Bei der Inbetriebnahme des THTR kam es bereits bei einem der beiden Kühlsysteme zu einem Leck, sodass es mit Kunstharz abgedichtet werden musste. Inwieweit der Beton hierbei bereits in Mitleidenschaft gezogen wurde, ist nicht bekannt.

Die thermischen Schilde sind zur Abschirmung vor Neutronen und Gamma-Strahlung aus dem Reaktorkern angebracht. Der Seitenschild soll hauptsächlich Liner, Dampferzeuger, Gebläse schützen, während der Deckenschild die Deckenaufhängung und Rohre schützen soll. Der Bodenschild schirmt den Bodenliner ab. Die Schilde sind aus Gusseisenblöcken gefertigt (SKMU 84).

Die sechs Dampferzeugermäntel dienen als Gehäuse der 6 Dampferzeuger. Die sechs Heissgaskanäle leiten das 750 Grad heisse Helium vom Heissgassammelraum zu den Dampferzeugern. Mit einer Lochplatte wird hierbei der Gasstrom um 90 Grad umgelenkt.

Die Auslegungstemperaturen sind wie folgt:

Heissgaskanalisolierung und Lochplatte	t=750	Grad	Celsius
Dampferzeugermatel und Heissgaskanal	t=450	"	"
Alle anderen Bauteile	t=350	"	"

Die Graphit- und Kohlesteinblöcke werden als keramische Einbauten bezeichnet (im Gegensatz zu metallischen Einb.). Der gesamte Graphitaufbau besteht aus 17000 Einzelelementen. (Aufbau siehe Abb. 12)

Der Deckenreflektor besteht aus einem System von Graphitsäulen die über metallische Zuganker am Behälter aufgehängt sind. Der Seitenreflektor ist aus Graphitblöcken aufgebaut, die mit Verdrehsicherungen am Seitenschild abgestützt sind. Eingeteilt ist er in einen inneren Seitenreflektor aus Graphit und einem äusseren Seitenreflektor aus Kohlesteinen. Der Bodenreflektor ist abgeschrägt und führt die Kugeln wie in einem Trichter zum Kugelabzug. Durch Bohrungen strömt das Heissgas in den Sammelraum, der durch etwa 430 Säulen gebildet wird. Graphit hat die nachteilige Eigenschaft, dass es sich unter Temperatur- und Neutronenbelastung verformt, so dass dies zu Spannungen innerhalb der Blöcke führt. Über die Lebenszeit der Anlage wird es daher zum "Abbröckeln" von Graphitschichten kommen (Graphitstaub im Reaktorkern).

Der Hinweis der Hersteller auf die thermische Stabilität des THTR durch seine keramischen Einbauten hat also nur bedingt Gültigkeit. Die zahlreichen metallischen Elemente haben bei Kernaufheizstörfällen oder dem Ausfall der Kühlung erhebliche Auswirkungen. Zumindest kann es zur Zerstörung von Komponenten kommen (z.B. Liner). Diese sind zum Teil nicht reparabel.

2.4.4 Behälterabschlüsse

Die meisten Behälterabschlüsse liegen im oberen Teil des SBB, wo die Dampferzeugerdurchführungen und die Durchführungen für die Kern- und Reflektorstäbe sind.

Seitlich befinden sich vor allem die Durchführungen für die 6 Kühlgasgebläse und zahlreiche Durchführungen für Mess- und Hilfseinrichtungen. Jeder dieser Abschlüsse ist eine potentielle Gefahr für Kühlmittelverluststörfälle. Zwar wird konstruktiv eine Strömungsbegrenzung versucht, jedoch ist bei dynamisch ablaufenden Drucktransienten auch durchaus eine Ursache der Abschlüsse mit einer schnellen Freisetzung des Kühlmittels möglich.

2.5 Kühlsystem des Primärkreislaufs

2.5.1 Kühlmittel

Wie bereits bemerkt, wurde bei der Entwicklung der gasgekühlten AKW das Kühlmittel Luft abgelöst von Kohlendioxid und beim Übergang zu den HTR Kohlendioxid abgelöst durch Helium, um insbesondere höhere Prozesstemperaturen zu erreichen. Helium ist ein Edelgas, daraus folgen physikalische und chemische Eigenschaften. Unter den Betriebsbedingungen des HTR geht He keine chem. Verbindungen ein. Prinzipiell erfolgt keine Phasenumwandlung (wie z.B. Wasser --> Dampf). Bei der geringen Gasdichte im Reaktorkern wird außerdem die Neutronenströmung (kaum moderierende Wirkung, wenig Absorption hauptsächlich durch Isotop Helium 3) nur geringfügig beeinflusst. Helium läßt sich also bei höheren Temperaturen unter Reaktorbedingungen gut einsetzen.

Trotzdem gibt es genügend Probleme mit dem Kühlmittel im IHTR oder besser gesagt mit dem Kühlmittelkreislauf. Zunächst hat Helium auch nachteilige Auswirkungen auf Metalloberflächen. Wo Oxydschichten normalerweise eine wichtige Schutzfunktion haben, stört es diese Funktion.

Ausserdem ist Korrosion eines der zentralen Problem. Der Kühlkreislauf des THTR enthält nämlich Verunreinigungen, wie z.B. Wasserstoff, Wasserdampf, Kohlenmonoxyd, Kohlendioxid usw. und, wie schon gezeigt wurde, Graphit- und Schwermetallstäube.

Weiterhin ist Helium ein einatomiges Gas, welches sehr schwer rückzuhalten ist.

Spezifiziert ist beim THTR ein Gasverlust von einem Promille pro Tag (beim Test mit Stickstoff wurde ein geringerer Wert gemessen). Dies ist für die Aktivitätsfreisetzung natürlich von grossem Interesse, weil durch die Gasleckage auch Spaltprodukte entweichen. Daher wurde der THTR auch mit einer sog. Luftführungswand ausgestattet. Diese umschliesst den SBB von aussen und hat ausschliesslich die Aufgabe, die Gasleckagen abzuführen, um die Strahlenbelastung und die Kontamination im Reaktorgebäude zu verringern. Dafür werden die Gase allerdings über den Kamin abgeführt und belasten die Umgebung.

Die Kühlung des Reaktorkernes geschieht durch Hindurchpressen von Helium, wobei die Aufheizspanne bei rund 500 Grad Celsius (Vollast) und der Druckverlust bei 0.5 bar liegt. Der Heliumdurchsatz beträgt 296.3 kg/s. Hierzu werden 6 Kühlgasgebläse benötigt.

Im Heissgaskanal hat das Helium eine Strömungsgeschwindigkeit von 70 m/s (mittlere Strömungsgeschwindigkeit von 10 m/s).

Das ausströmende Gas hat allerdings ein Temperatur- und Geschwindigkeitsprofil, deshalb braucht man u.a. eine Lochplatte, um im Heissgassammelraum eine Vergleichmässigung der Strömung herbeizuführen. Ansonsten würden die Dampferzeuger mit unterschiedlichen Temperaturen belastet. Bei HTR ist dies durchaus als Problem zu betrachten. Durch das radiale Leistungsprofil im Reaktorkern bildet sich beim Gasaustritt ebenfalls ein Temperaturprofil heraus. Bei extremen Verschiebungen können sog. Gasstrahlen mit erhöhter Temperatur herausbilden.

2.5.2 Kühlgasgebläse

Die sechs Kühlgasgebläse des THTR sind je einem Dampferzeuger zugeordnet. Sie saugen das kalte Kühlgas aus den Dampferzeugern an und fördern es in den für alle Gebläse gemeinsamen Kaltgas-Sammelraum (250 Grad). Sie sind in Panzerrohren im SBB radial angebracht.

Die Gebläse können durch Variation der Drehzahl zwischen 3000 bis 5600 pro min die Fördermenge regeln (und damit Leistung). Je drei Gebläse werden durch einen Turbogenerator im Normalbetrieb mit Strom versorgt; im Notfall wird auf Netzbetrieb umgeschaltet.

Die Lager der Gebläse sind ölgeschmiert- und gekühlt. Die Ölversorgung ist ausserhalb des SBB und ist über Leitungen mit den Gebläsen verbunden.

Eine weitere Möglichkeit den Gasstrom zu regeln oder gar abzusperrn besteht durch das Gas-Absperr-Regelorgan. Es dient zur Einzelregelung der Gebläse (siehe auch Abb. 18).

2.5.3 Gasreinigungsanlage

Die Gasreinigungsanlage entnimmt dem Primärgas kontinuierlich einen Gasstrom (Bypassverhältnis 0,064 pro h; 3000 Ncbm/h). Nach der Reinigung wird dieser wieder über einen Rückverdichter dem Primärkreis zugeführt.

Die Hauptaufgaben der GRA sind (siehe auch Abb. 19):

- Begrenzung des Wassergehaltes (hervorgerufen durch Undichtigkeiten)
- Begrenzung des Wasserstoffpegels auf 4 vpm (vpm=Volumenanteile pro Million Teile)
- Druckhaltung im Primärsystem (Ausgleich von Gasleckagen)
- Aufnahme von Mess- und Spülgasen
- Reinigung des Kühlgases beim Entlasten des Reaktors vor Ausbaurvorgängen (Abpumpen innerhalb von 50 h)

-Absenkung der Kühlgasaktivität (Erwartung $< 0.1 \text{ Ci/Ncbm}$)

Gehen wir entlang der Reinigungsstufen:

Zunächst wird in einem Zyklon mit nachgeschaltetem Feinstfilter Staub abgeschieden. Bei max. 14 kg/Jahr haben die Filter eine Standzeit von 4 bis 8 Jahre.

Der Gasstrom wird dann auf 10 Grad C abgekühlt und die kurzlebigen Zerfallsprodukte von Xe und Kr zurückgehalten.

Dann werden Wasserstoff und Kohlenmonoxyd katalytisch oxidiert. Wasser und Kohlendioxid werden dann adsorbiert.

In der Tieftemperaturanlage wird auf ca. 90 Grad Kelvin (-180 Grad C) abgekühlt. Dabei werden die Spuren von Wasserdampf und Kohlendioxid sowie Kr- und Xe-Verunreinigungen ausgefroren.

2.6 Wasserdampfkreislauf und Kühlwassereinrichtungen

2.6.1 Dampferzeuger

Die Wärmeübertragung vom aufgeheizten Heliumgas auf den Wasserdampfkreislauf erfolgt beim IHTR in 6 gleichen Dampferzeugern (DE - Wärmetauscher Gas/Wasser/Dampf) (siehe Abb. 20). Sie funktionieren nach dem sog. Zwangsdurchlaufsystem. Das Helium strömt zunächst von unten nach oben entlang der im Gleichstrom geschalteten Zwischenüberhitzerrohre und dann über die im Gegenstrom geschalteten Hochdruck-Rohrbündel. Die Heizflächen bestehen generell aus Helix-Rohren.

Zu- und Abführungen (102 Systemleitungen) zum Dampferzeuger (DE) werden axial durch den Deckel geführt und treten dann durch den Behälterabschluss in den Dampferzeugerringraum.

Der Frischdampfdruck liegt bei 187 bar und der Zwischenüberhitzerdruck bei 49 bar (Vollast). Bei Teillast unter 80 % liegt der ZU-Druck unter dem Primärgasdruck, sodass bei Bruch einer Leitung Primärgas in den Sekundärkreis gelangen kann.

Bei Bruch einer Speisewasserleitung oder eines Hochdruckdampf-

rohres gelangt Wasser bzw. Dampf in den Reaktorkern.

2.6.2 Wasser-Dampf-Kreislauf

Der Wasser-Dampf-Kreislauf erfüllt im wesentlichen die Funktion, den Turbinenantrieb für die Stromerzeugung durch den Generator zu ermöglichen. Es handelt sich dabei um konventionelle Technik, die natürlich im Zusammenhang mit nuklearen Anlagen besonders gestaltet ist und für die Wärmeabfuhr auch der Nachwärme erhebliche sicherheitsrelevante Bedeutung hat. Zunächst zur thermodynamischen Auslegung und den Hauptbestandteilen des Kreislaufsystems.

Der in den Dampferzeugern erzeugte Dampf strömt über den Hochdruckteil der Turbine (930 t Dampf pro Stunde mit 550 Grad Celsius und 187 bar Druck), wird dort expandiert (auf 58.5 bar /365.3 Grad C) und wird danach im Zwischenüberhitzer wieder auf 535 Grad C erwärmt. Im Mitteldruckteil strömt Dampf von 17 bis 46.5 bar (Vollast) und im Niederdruckteil wird der Dampf auf 0.07 bar entspannt und gelangt in den Hauptkondensator. Dort wird das Kondensat mit drei Kondensathauptpumpen angesaugt und in einer 5-stufigen Vorwärmanlage mit Anzapfdampf aus der Turbine auf 180 Grad C aufgewärmt. Von dort gelangt es in den Speisewasserbehälter, der die letzte Stufe der Vorwärmung und Entgasung darstellt. Zwei turbinengetriebene Speisewasserpumpen fördern das Wasser wieder in die Dampferzeuger.

In Abb. 21 ist der gesamte Kreislauf dargestellt. Da es sich um konventionelle Technik handelt, werden wir im wesentlichen nur auf die Spezifika hinweisen.

Es stehen 2 turbinengetriebene Speisewasserpumpen (2 * 50%) sowie eine elektromotorgetriebene Speisewasserpumpe als Reserve zur Verfügung.

Das Schnellabfahren für die Nachwärmeabfuhr im Anforderungsfall wird über den betrieblichen Wasser-Dampf-Kreislauf gefahren (6 Dampferzeuger).

Das Schnellabfahren führt zu einer Absenkung der Heissgastemperatur um rund 450 Grad in 30 min.

Dieses normale Schnellabfahren setzt aber voraus, dass alle wichtigen Aggregate des Dampfkondensatkreislaufes zur Verfügung stehen (was z.B. bei totalem Netzausfall nicht gegeben ist).

Hierzu sind zwei räumlich getrennte und vermaschte 100 %

-Nachwärmeabfuhr (NWA) - Systeme vorgesehen, die jedoch weitgehend auf dem vorhandenen Betriebssystem basieren:

- 1 Notspeisewasserbehälter
- 2 Notspeisepumpen
- 2 Dampferzeuger
- 2 Heissdampf- und Zwischenüberhitzer-Entlastungsstationen
- 1 Anfahrentspanner
- 1 NWA-Kühler
- den entsprechenden Kühlwasserversorgungen, Elektrizitätsversorgungen und MRS (Messen, Regeln, Steuern)-Einrichtungen.

Der THIR hat also kein vom betrieblichen System unabhängiges System von Dampferzeugern und Gebläsen zur Nachwärmeabfuhr !

Sowohl SAF (Schnellabfahren mit den betrieblichen Dampferzeugern ohne Notkühlung) als auch NK 45 (Notkühlung bei Ausfall des Hauptkühlwassersystem und eines der beiden NWA-Systeme, d.h. Aufteilung der betrieblichen Dampferzeuger in zwei Dreiergruppen (wobei noch je ein Dampferzeuger versagen kann)) sind praktisch identisch mit dem betrieblichen Wasser-Dampf-Kreislauf. Lediglich beim Ausfall der Hauptwärmesenke gibt es eine Notwärmesenke.

Die Schutzgrenzwerte, die im allgemeinen einen Scram (Schnellabschaltung) mit anschliessender NWA auslösen, sind:

- Neutronenfluss bzw. Verhältnis Fluss zu Kühlgasstrom zu hoch
- Heissgastemperatur zu hoch
- Kühlgasdruck zu hoch
- Kühlgasdruck zu niedrig
- Feuchte im Kühlgas zu hoch
- Eigenversorgung ausgefallen.

2.6.3 Kühlwassereinrichtungen

Als Wärmesenke für die Kondensationsturbine sowie die 4 Hilfskondensationsturbinen dient das Hauptkühlwassersystem. In einem geschlossenen Kreislauf wird die in den Kondensatoren anfallende Wärme zum Trockenkühlturm geleitet und dort an die Umgebungsluft abgegeben. Der Kühlturm ist für 440 MW thermisch ausgelegt. Er arbeitet nach dem Prinzip des Naturzugs, d.h. das im Rippenrohrwärmetauscher fließende Kühlwasser wird durch die aufsteigende Luft gekühlt. Der Kühlturm ist 146 m hoch und hat unten einen Durchmesser von 141 m und oben von 92 m.

Das Wasser wird mit 2* 50 % Hauptkühlwasserpumpen in die Kühlelemente des Turms gepumpt (siehe Abb. 22).

Bei Ausfall des Hauptkühlwassersystems wird bei Störfällen das Hilfskühlsystem angefordert. Dieses besteht aus zwei Teilsystemen, wobei jedes über ein Nebenkühlwassersystem, eine Fremdeinspeisung und eine Noteinspeisung verfügt (siehe Abb 23). Vom Nebenkühlwassersystem werden eine Reihe von betrieblichen und sicherheitstechnischen Aufgaben wahrgenommen:

- Kältemaschinen- Kühler
- Notstromdiesel-Kühler
- Kühler der Klima-/Luftkühlanlage
- Zwischenkühler des Liner-Kühlwassersystem
- Zwischenkühler des Gebläse-Kühlwassersystems
- Kühler der Notspeisewasserpumpen
- Nachwärmeabfuhrkühler

Bei Ausfall von Zellenkühltürmen erfolgt eine Fremdeinspeisung über Flußwasser aus der Lippe. Sollte diese versagen, so können nur noch über Noteinspeisung verschiedene Kühlaufgaben wahrgenommen werden (Notspeisewasserpumpen, Notstromdiesel).

3 Die sogenannten Nachfolgeprojekte

3.1 Hochtemperaturreaktor mit Heliumturbine (HHT)

3.1.1 Beschreibung u. Einsatzg. des Reaktorkonzeptes

Wie bereits erwähnt, ist die Weiterentwicklung der HHT-Nachfolgeanlage zunächst ad acta gelegt worden (1981). Eine Beschreibung erfolgt hier trotzdem, wobei versucht werden soll darzulegen warum das Projekt letztlich nicht nur wegen mangelndem Interesse von potentiellen EOU, sondern auch und gerade wegen technischer Probleme schon in der Konzeptphase gestorben ist und nicht zuletzt, wem dies alles genützt hat.

Das Projekt "Hochtemperaturreaktor mit Heliumturbine" (HHT) oder auch "Einkreisanlage" war eines der Verheißungsprojekte der neuen Linie. Es sollte möglichst hohe Wirkungsgrade von über 40 % erreichen, um damit konventionelle Anlagen zu übertreffen.

Damit war technisch konzeptionell klar, dass sich dies nicht mehr mit Hilfe des Wasser-Dampf-Kreislaufs realisieren lässt, sondern hier nur noch ein geschlossener Gaskreislauf denkbar ist. Das Konzept sah also von vornherein die Integration einer Gasturbine vor. Diese sollte auch gleich mit in den Spannbetonbehälter eingebaut werden.

Die zuletzt favorisierte Version zeigt Abbildung 24. Die Gesamtanlage ist demnach ausgelegt für die Stromerzeugung und Fernwärmeauskopplung. Bei Gasturbinenprozessen lässt sich Wärme in dem für den Heizwärmebedarf entsprechenden Temperaturniveau (90 bis 110 Grad Celsius) thermodynamisch recht günstig am sog. kalten Ende auskoppeln. Der gesamte Prozess läuft nun wie folgt (Abb.24):

Das im Reaktor auf 850 Grad Celsius erhitzte Heliumgas (70 bar) gelangt in die Turbine und wird dort auf 490 Grad Celsius und 24 bar entspannt. Das Helium wird hernach in einem Rekuperator und einem Vorkühler auf 20 Grad C abgekühlt. Durch einen Nieder- und einen Hochdruckverdichter mit Zwischenkühler wird das Gas ver-

dichtet. Vom Hochdruckverdichter aus strömt das Gas durch den Rekuperator, wo es sich auf 450 Grad C erwärmt, in den Reaktor zurück. Die Abwärme, die in den Kühlern anfällt und normalerweise über den Kühlturm abgeführt wird, kann hier für die Erwärmung eines separaten Heizwasserkreislaufs dienen. Nach dem Vorkühler hat das Kühlwasser eine Temperatur von 105 Grad C. Der Heizwasserkreislauf hätte demnach eine Vorlauftemperatur von 100 Grad und eine Rücklauftemperatur von 45 Grad, was eine moderne Fernwärmeversorgung ermöglichen würde. In diesem Fall würden bei einer thermischen Reaktorleistung von 1640 MW rund 675 MW an elektr. Leistung und rund 348 MW an Fernwärmeleistung bereitgestellt. Dies käme einem Gesamtnutzungsgrad von 62 % nahe.

Für die Beherrschung der Nachwärmeabfuhr ist eigens ein Wärmetauscher vorgesehen mit einem NWA-Gebläse.

Konzeptionell problematisch waren vor allen Dingen die Dimensionen, die völlig neue Fragen aufwarfen:

- Spannbetonbehälter (vor allem auch Wirtschaftlichkeit)
 - Grosse Behälterabschlüsse- und Durchführungen
 - Kernbodenfunktion (zusätzlich bei Berücksichtigung von Graphitstaub und Kugelbruch)
 - Inspizierbarkeit und Reparierbarkeit der Komponenten
 - Gasturbine mit grosser Leistung und günstigem Lastfahrverhalten
 - Konzept des warmen Liner (ca. 110 Grad)
 - Brennstoffauslegung für HEU- und LEU, wobei LEU Referenz war
- Das Begräbnis des HHT-Projektes war still, offene Fragen, die nicht geklärt waren, wurden verschüttet. So wird unter Fachleuten insbesondere das Problem der Heissgasstrahlen genannt, das letztlich zum Scheitern des Konzepts beigetragen hatte. Wir erwähnten dieses Problem bereits beim THTR (Lochplatte). Beim HHT wären offensichtlich noch grössere Temperaturdifferenzen im Heissgasstrom zu erwarten gewesen. Ausserdem ist die Gasturbine noch empfindlicher gegenüber Temperaturunterschieden im Gasstrom als ein Dampferzeuger. Viele Sicherheitsprobleme, z.B. das

Durchschlagen des Liners durch Turbinenbruchstücke beim Versagen der Gasturbine, haben sicherlich auch mit dazu beigetragen, daß das Projekt aufgegeben wurde.

Das HHT-Projekt wurde 1972 in Angriff genommen. Es war ein Gemeinschaftsprojekt der BRD und der Schweiz. Beteiligt waren die Firmen und Institutionen: BBC, HRB, NUKEM (HOBEG), EIR, Alu-suisse (Trockenkühlturm), Bonnard & Gardel Consult (SBB), BBC Baden (Gasturbine), Gebrüder Sulzer (Dampfherzeuger) u.a. mehr. Ausgegeben wurden insgesamt 200 Mio DM für die Finanzierung des Projektes.

Das Projekt wurde von Forschungsprojekten begleitet wie z.B. der Heliumgasturbine in Oberhausen (EVO) und einer Hochtemperatur Helium Versuchsanlage (KHU) in Jülich, die 1982 eingemottet wurde.

Ursprünglich zeigte die PREAG Interesse an dem Projekt. Auch in den USA wurde die Einkreisanlage bei General Atomic verfolgt (Tochtergesellschaft von HRB, daher Kooperation). Wann heute von der BBC/HRB Herstellergruppe HHT als Bestandteil der HTR-Entwicklungslinie genannt wird, so geschieht dies ohne sachlichen Hintergrund und dient lediglich dazu, ein brüchig gewordenes Bild zu übertünchen. Nicht viel anders ist es mit den noch viel grösseren Verheißungen in Bezug auf die Nukleare Prozesswärmanwendungen, denen wir uns jetzt zuwenden wollen.

3.2 Der Prototyp Nukleare Prozesswärme (PNP)

3.2.1 Beschreibung der Reaktorkonzepte

Dieses Projekt gehört zur eigentlichen "Sage" der HTR-Geschichte (siehe Kapitel 1). Der Slogan "Kernkraft und Kohle" wäre wahrscheinlich ohne diese "Sage" nicht denkbar gewesen.

Nukleare Prozesswärmeauskopplung zur direkten Kohlevergasung gehört mit zu den abenteuerlichsten Projekten der Geschichte der Atomenergienutzung, weil man praktisch die Risiken einer gross-

chemischen Anlage mit der eines AKW's koppelt; von beiden Seiten sind Instabilitäten denkbar.

Als Erstanlage für die nukleare Prozesswärmenutzung wird gewöhnlich die Prototypanlage Nukleare Prozesswärme benannt.

Während also beim HTR zur Strom oder/und Fernwärmeerzeugung Dampf zum Antrieb einer Turbine oder zur Fernwärmeerzeugung erzeugt wird, soll beim PNP versucht werden, Wärmeenergie von Helium mit Temperaturen über 950 Grad Celsius kontinuierlich auf Prozessgas zu übertragen. Prozesswärmeauskopplung in Form von Dampf ist bereits beim Projekt HTR-500 geplant (siehe nächstes Kapitel).

Das Projekt PNP wurde 1975 in einem Zusammenarbeitsvertrag von 5 Firmen, nämlich Bergbauforschung, Gesellschaft für Hochtemperatur-Reaktortechnik (GHT, Tochter der Interatom/KWU), Hochtemperatur-Reaktorbau (HRB, Tochter der BBC und GA), Kernforschungsanlage Jülich und Rheinische Braunkohlenwerke beschlossen. Gefördert wird das Projekt durch das BMFT und das Land NRW (bis Ende 1985).

Im der Anlage PNP sollen zwei Prozesse getestet werden, die hydrierende Kohlevergasung von Braunkohle und die Wasserdampfvergasung von Steinkohle (beide Kreisläufe im Detail siehe Abb. 25).

Die Kreisläufe sollen nur kurz beschrieben werden, weil eine genauere Prozessbeschreibung später folgt (Teil B). Bei der hydrierenden Kohlevergasung wird Rohbraunkohle mit Wasserstoff direkt in Methan umgesetzt. Der Wasserstoff wird im Röhrenspaltofen aus Wasserdampf und Methan (abgezweigt aus dem Produktgas) mit Hilfe eines Katalysators (Nickel) und Prozesswärme (durch Übertragung aus dem Primärkreis) gebildet. Bei der Wasserdampfvergasung wird Methan im Prinzip durch Umsetzung von Koks mit Wasserdampf gebildet. Hierbei wird die Prozesswärme über einen zweiten Heliumkreislauf, der die Wärme aus einem He/He-Wärmetauscher bezieht, an den Wasserdampfvergasung abgegeben.
(Beschreibung des NFE-Projektes erfolgt in Teil B)

Bei beiden Kreisläufen ist ein konventioneller Wasser-Dampf-Kreislauf vorgesehen, der zur Stromerzeugung aber auch zur Nachwärmeabfuhr, die nicht über das Prozessgas bewerkstelligt werden kann, dient.

3.2.2 Stand der Entwicklung

An konkreten Projekten ist lediglich das Projekt AVR II bekannt. Dies ist jedoch ein Versuchsprojekt (siehe unter AVR), vor allen Dingen zur Verifikation des Gesamtkonzepts und der Komponenten dienen soll. Man hat sich immer wieder bemüht, der Öffentlichkeit, auch der Fachöffentlichkeit, zu suggerieren, es handle sich bei den Werkstoffproblemen in erster Linie eher um ein Problem der Genehmigungspraxis. Es soll im folgenden beschrieben werden, worin die Probleme tatsächlich bestehen.

Bei den kritischen noch zu entwickelnden Komponenten handelt es sich um (siehe hierzu auch Abb. 23)

- den Röhrenspaltofen (RSO)
- den Helium/Helium-Wärmetauscher (He/He-WT)
- Primärheissgasleitungen
- Heissgasleitungen für den Sekundärkreis
- Absperrorgane im Sekundärkreis.

Ausgelegt werden müssen die Komponenten für eine Reaktorbetriebszeit von 140000 Stunden.

Stand der Komponentenentwicklung ist (KARTH ET AL 1985):

In Laboratorien, Testständen und Versuchskreisläufen sind Komponenten oder Teile davon getestet worden und werden noch getestet. Im Einzelnen:

RSO: Ein erstes Spaltrohrbündel mit 30 Röhren wurde in 8000 h getestet. Ab Anfang 1985 ist ein zweites Spaltrohrbündel mit 18 Röhren in der Erprobung (in der EVA II Anlage mit ca. 1800 h). Es ist für lediglich 5 MW thermisch ausgelegt (!). In einer NTR-

Modulanlage käme z.B. ein RSO mit 295 Rohren und 96 MWth zum Einsatz.

He/He-WT: Auch hier ist man bei ersten Integraltests angelangt. Seit April 1985 wird ein U-Rohr-Wärmetauscher im Komponentenversuchskreislauf (der Firma Interatom) getestet. Danach soll ab Mitte 86 der Wendelrohrwärmetauscher ebenfalls getestet werden (beide je 10 MWth).

Rohrleitungskomponenten für den Primärkreislauf:

Auch hier sind Teile seit April 85 im Versuchsstand. Geplant sind Tests bis 87. Der Primärkrümmer ist erst bestellt und soll Ende 86 in den Versuch gehen. Integraltests sind aber erst später vorgesehen. Hier kommen Werkstoffe zur Erprobung, wie graphitischer Liner und Faserisolierungen, mit denen bisher wenig Erfahrungen vorliegen.

Rohrleitungskomponenten für den Sekundärkreislauf:

Hier sind 7200 h Tests im KUK (Komponentenversuchskreislauf) bereits gemacht. Die Schwierigkeiten sind hier etwas geringer, weil man für die Gasführung metallische Werkstoffe einsetzen kann.

Heissgasarmaturen:

Versuchsarmaturen im verkleinerten Massstab sind schon in der Erprobung, jedoch soll eine Prototyp-Armatur erst im 2. Quartal 86 in den KUK eingebaut werden.

Aber nicht nur die Standfestigkeit der Komponenten über die Lebensdauer der Anlage sind von entscheidender Bedeutung für den Ausschluss von katastrophalen Störfällen. Bei beiden Konzeptionen aber insbesondere beim RSO ist die radioaktive Verseuchung der Produktgase bzw. von Wasserdampf ein erhebliches Problem. Das grösste Problem bereitet hierbei Tritium (radioaktiver Wasserstoff). Die Durchlässigkeit der Werkstoffe ist wahrscheinlich so gross, dass z.B. Methan, die heutigen

Grenzwerte der Strahlenschutzverordnung zugrunde gelegt, aus einer HTR-Kohlevergasungsanlage nicht in Haushalten anwendbar wäre (in der Industrie oder Heizwerken schon). Möglicherweise sollen die Grenzwerte neu definiert werden.

Zusammenfassung:

Trotz der Lage, dass die meisten Komponenten in verkleinerten Ausführungen erst in ersten Versuchen und Integraltests erprobt wurden oder erst erprobt werden, halten die Fachleute der KFA und der Hersteller den Entwicklungsstand soweit fortgeschritten, "...dass bis Ende 1986 die wesentlichen Ergebnisse der wärmeleitenden und wärmetauschenden Komponenten vorliegen, die für ein Genehmigungsverfahren von Bedeutung sind. Vom technischen Stand ist damit ein Bauantrag für einen HTR zur Prozesswärmeerzeugung möglich".

Die letzte Schlussfolgerung ist für uns nach dem bisher bekannten Stand der Entwicklung, insbesondere der Vorbereitungen zu dem Projekt AUR II, sachlich nicht nachvollziehbar. Die Formulierung dient nach unserer Einschätzung eher dazu, den Eindruck zu erwecken, als sei ein konkretes Bauprojekt machbar, um die Finanzierung weiterer Forschung und Entwicklung zu rechtfertigen und eventuell einen Planungs- oder Vorplanungsauftrag zu bekommen (siehe Entwicklungen zur HTR-Modultechnik).

Ein Genehmigungsverfahren stünde im Übrigen vor der Schwierigkeit, dass die Kriterien, die zur Grundlage einer Beurteilung dienen sollten, noch nicht vorhanden sind.

Angestrebt ist, die RSK Richtlinien zur Basissicherheit von LWR's durch ein eigenes HTR-spezifisches Integritätskonzept zu ersetzen. Dieses würde von folgendem ausgehen:

- Lecks werden bei der Auslegung und Schadensannahme unterstellt
- Annahme eines begrenzten Bruchs (z.B. Dampferzeuger, He/H₂-WI)
- Leck-vor-Bruch-Kriterium bei grossen Komponenten und dicken Röhren
- betriebliche Komponentenüberwachung anstatt periodisch wiederkehrender zerstörungsfreier Prüfungen
- Leckagen mit katastrophalen Versagensformen müssen durch ausreichende Sicherheitsabstände ausgeschlossen werden.

Die Aufstellung entsprechender KTA-Regeln und DIN-Vorschriften ist noch nicht abgeschlossen.

In dieser Situation ein Genehmigungsverfahren anzusteuern erscheint recht fragwürdig, es sei denn das BMU würde sich bereitfinden dies zu dulden. Dies scheint nun tatsächlich bei der Vorbereitung des AVR II-Projektes in Jülich der Fall zu sein. Beim Bundesinnenministerium wurde ein "Gesprächskreis AVR-Umbau" eingerichtet, der bereits 1985 ein Votum abgeben sollte (KIRCH ET AL, 1985).

Beim AVR II handelt es sich, wie bereits schon erwähnt, um eine von der KFA (u.a. siehe AVR) 1982 konzipierte Versuchsanlage zur Erprobung der wärmetauschenden Komponenten, Demonstration der Synthesegaserzeugung (NFE-Projekt), Nachweis der Genehmigungsfähigkeit (s.o.) von derartigen Anlagen, Schaffung einer Extrapolationsbasis für kommerzielle Anlagen (z.B. PNP, HTR-Modul).

Ursprünglich war der Bau eines neuen AVR und der Anbau von RSO und später dann von einem He/He-WT geplant. Inzwischen (Stand 85) wird offenbar nur noch der Umbau des alten AVR zum AVR II und der Anbau eines RSO von 8,5 MW (statt 20 MW) geplant.

3.3 HTR-500, der "Nachfolgereaktor" des THTR-300 ?

3.3.1 Beschreibung des Reaktorkonzeptes

Wir haben gesehen, dass die beiden zuletzt besprochenen potentiellen Nachfolger HXT und PNP ohne jede aktuelle Relevanz im Sinne des Baus einer Prototypanlage sind. Die nun folgenden Anlagenkonzepte haben diese Relevanz eher, weil sie zum Teil schon im Zusammenhang mit konkreten Standorten genannt worden sind, in der BRD wie auch international.

Das erste dieser "aktuellen" Konzepte ist der HTR-500.

Er wurde im Zusammenhang mit dem Standort Borken (Nordhessen) und Hamm-Uentrop genannt.

Im Prinzip ist der HTR-500 nichts anderes als eine leicht ver-

grösserter THTR (Unterschiede folgen). Seine Vorgeschichte ist kurz geschildert. Für das Herstellerkonsortium des THTR stand Anfang der 80er Jahre fest, dass der Nachfolger wieder eine Zweikreisanlage sein sollte. Konzeptionell wurde mit einem HTR-900 angefangen. Nachdem die EVU's keinen Bedarf angemeldet hatten, halbierte man die Leistung auf 450 MWel allerdings wieder ohne Erfolg. Dann folgten 500 MWel und schließlich 550 MWel, bei einer thermischen Reaktorleistung von 1390 MW (Wirkungsgrad 39,6 %).

Die mittlere Leistungsdichte soll 6,6 MW/cbm betragen, der Primärkreisdruck 55 bar, die Heissgastemperatur 723 Grad C und der Brennstoff ist auf den LEU-Zyklus festgelegt (Tabelle 4).

Die wichtigsten Unterschiede zum THTR sollen hier kurz dargestellt werden (BAUST, WITCHOW, SCHÖNING 1985):

- OTIC-Beschickung (Einmaldurchlauf der Brennelemente)
- Reaktorschutzgebäude, allerdings ohne Liner (Stahlmantel) (THTR hat auch ein RSG !)
- NWA erfolgt bei Ausfall der betrieblichen Systeme (6 DE) mit zwei unabhängigen Systemen (DE, Gebläse)(siehe Abb. 26 u. 27)
- Wasser-Dampf-Kreislauf ohne Zwischenüberhitzung
- Kühlgasgebläse sind senkrecht eingebaut und magnetgelagert
Keine zusätzlichen Behälterabschlüsse für die Gebläse, dafür aber seitliche Durchführungen der Dampf- und Speisewasserleitungen.

Im Übrigen lassen sich an den "Verbesserungen" bereits wesentliche Schwächen des THTR ablesen. Nicht verändert wurde das Konzept des Abschaltsystems. Das ursprünglich vorgesehene Notabschaltsystem mit KLAK (kleine Absorberkugeln, die von oben im Notfall ins Reaktorcore geschüttet werden könnten) wurde aus Kostengründen nicht berücksichtigt und weil sie ein Eingeständnis der Schwächen des bestehenden Abschaltsystems bedeutet hätten. Mit diesem HTR-500-Konzept wurde also nur wenig gegenüber der THTR-Gesamtkonzeption geändert.

3.3.2 Einsatzgebiete

Grundsätzlich ist der HTR-500 für die Stromerzeugung konzipiert. Die Herstellergruppe (BBC/HRB) legt jedoch Wert auf die Feststellung, dass er zusätzlich noch zur Prozessdampferzeugung für die chemische Industrie (120 Grad bis 300 Grad) und sogar für die Kohlevergasung nach dem Lurgi-Verfahren (90 bar/ 420 Grad C) (siehe hierzu Teil B) einsetzbar ist.

Als Zielgruppe werden die Industrie und Kommunen mit industrienahe Standorten, die eine Auskopplung von Fern-oder Prozesswärme ermöglichen, genannt. Neben Borken wurde auch als Standort generell das Ruhrgebiet genannt. Auch im Rhein-Neckar-Raum gab es Hinweise für den Standort Kirchgartshausen.

Weiter weist die Herstellergruppe immer wieder auf die Bedeutung der Leistungsgrösse von (200-600 MWel) für sog. Schwellenländer hin (z.B. China; Dampfinjektion zur Schwerölförderung 334 Mwth).

Eine Betreibergruppe von 16 EVU hat die Vorprojektuntersuchung zum HTR 500 teilweise mitfinanziert (Arbeitsgemeinschaft Hochtemperaturreaktor, AHR). Ende 1984 haben alle kernkraftbetreibenden EVU einen Grundsatzbeschluss zur Fortführung der HTR-500-Projektierung gefasst. Die Betreibergruppe, der auch die Ruhrkohle AG und der Verband der chemischen Industrie (VCI) angehören (HRG), hat allerdings bis heute noch keinen "Letter of Intent" (formelle Absichtserklärung) erteilt.

Allerdings finanziert auch die Bundesregierung (BMFT) dieses Projekt im Rahmen der sog. Reaktorsicherheitsforschung (SiFo).

3.4 Die Kleinreaktoren HTR 100...10

3.4.1 Grundkonzept

Die neu aufgeflamnte Diskussion über den Einsatz von Klein-

reaktoren hat mehrere Ursachen. Einmal wird schon seit einigen Jahren in den Entwicklungsabteilungen der AKW-Industrie über den Einsatz von AKW's kleiner Leistung in der dritten Welt bzw. in den sog. Schwellenländern nachgedacht. Mit diesem Problem beschäftigen sich auch u.a. Arbeitskreise in der Internationalen Atomenergiebehörde in Wien (IAEO 1983). Aus mehreren Gründen werden Reaktoren kleinerer Leistung mehr Chancen eingeräumt:

- angepasste Infrastruktur (kleine Netze, Abnahmestruktur, Verkehrswege etc.)
- erhöhte "Sicherheit" durch vereinfachte Konzepte - ohne Containment etc.
- kostengünstig zu bauen (s.o.) durch Vereinfachung und Standardisierung.

Zum anderen wird in fast allen westlichen Industrieländern ebenfalls über kleinere Einheiten nachgedacht, weil einerseits die Nachfrage nach Elektrizität kleiner geworden ist, d.h. die zuzubauenden Kapazitäten liegen weit unter dem, was ursprünglich noch vor 5-10 Jahren prognostiziert wurde (abgesehen von den Überkapazitäten).

Andererseits ist auch die "Akzeptanz" der Kernenergie extrem gesunken. In der öffentlichen Diskussion, insbesondere in den USA (nach Harrisburg), wird nun von Teilen der Atom-Lobby versucht Kleinreaktoren als wesentlich bessere, sichere AKW hinzustellen.

Diese Diskussion wird insbesondere seit 3 Jahren in den USA geführt unter dem Gesichtspunkt "inhärent sichere" Reaktoren (WEINBERG, SPIEWAK 1984). Diese Entwicklung schlägt sich auch bei den HTR-Konzepten nieder, zumal diese Linie noch an der Schwelle zum Markt steht und dies seit fast 20 Jahren.

So werden eigentlich heute weltweit nur noch HTR unterhalb von 500 MWel angeboten und besprochen. In den letzten 2 Jahren hat sich nun auch in der BRD die Diskussion stärker auf AKW für industriennahe oder stadtnahe Standorte konzentriert, in diesem Zusammenhang werden HTR-100 oder HTR-Modul-Kraftwerke angeboten.

Aus der Diskussion in den letzten Wochen ist zu ersehen, daß vermutlich auch in der BRD mit ähnlichen Argumenten zu rechnen ist.

3.4.2 HTR-Modulkonzepte und Einsatzgebiete

Es gibt in der Bundesrepublik zwei HTR-Konzepte in der Leistungsklasse um 100 MWel, die von zwei Herstellern, der KWU, mit ihrer Tochter Interatom, und BBC, mit ihrer Tochter HRB, konzipiert werden.

Es sollen zunächst grundsätzliche Eigenschaften besprochen werden und hernach die Unterschiede.

Beide Konzepte haben als Grundidee den schmalen langen Reaktorkern (3,45 m Durchmesser und 8 m Höhe). Dadurch ergibt sich eine grosse potentielle Abkühlfläche im Verhältnis zum Kernvolumen, in dem die Wärme- bzw. Nachwärmeproduktion stattfindet. Die thermische Reaktorleistung ist mit 200-256 MWth bei beiden Konzepten ungefähr gleich. Die mittlere Leistungsdichte reicht von 4,2 MW/cbm bis 3 MW/cbm.

Als Brennelemente sind kugelförmige Brennelemente wie beim HTR-500 mit LEU-Brennstoff (7,5 % Anreicherung) vorgesehen. Der Reaktorkern mit ca. 360000 Kugeln wird im Mehrfachdurchlauf betrieben (ca. 15 mal pro Kugel); Abbrand z.B. 95000 MWd/t SM. Der Lastfolgebetrieb ist für den Bereich 100-50-100 % vorgesehen. Der Primärgasheliumdruck liegt mit 60-70 bar höher wie beim THTR. Die Heliumaustrittstemperatur liegt bei 730 Grad Celsius. Der Druckbehälter besteht bei beiden Konzepten aus Stahldruckbehältern. Die Nachwärmeabfuhr wird beim Normalabfahren über das betriebliche Wärmeabfuhrsystem (1 Dampferzeuger) bewerkstelligt. Bei Störfällen wird die Nachwärme über ein sogenanntes Flächenkühlsystem, das ausserhalb des RDB zur Kühlung des Betongehäuses eingesetzt wird, abgeführt (ähnlich Linerkonzept beim THTR). Die Anordnung des Dampferzeugers ist bei beiden Konzepten unterschiedlich (Konzeptausführungen siehe Abb. 24).

Das BBC-Konzept orientiert sich an der Bauweise des AVR "in-line"-Variante (siehe Abb. 28) und das KWU-Konzept an der LWR-Bauweise "side-by-side" (siehe Abb. 29). Das heißt, bei ersterem liegt der Dampferzeuger direkt über dem Kern und bei dem anderen liegt der Dampferzeuger in einem eigenen Stahlbehälter daneben, unterhalb des Kerns, und ist durch eine Gasleitung verbunden. Unterschiedlich ist daher auch die Gasströmrichtung; beim ersten von unten nach oben und beim anderen umgekehrt. Auch die Abschaltssysteme sind unterschiedlich ausgeführt. Schnellabschaltung und Regelung erfolgt bei beiden mit Reflektorstäben (im Seitenreflektor). Die Langzeitabschaltung erfolgt beim BBC-Konzept durch kleine Absorberkugeln (KLAK; 9,5 mm), die in vier Kanäle fallen. Diese Kanäle sind in Graphitsäulen (Nasen) untergebracht, die in den Reaktorkern reichen. Beim KWU-Konzept fallen die KLAK in die Seitenreflektorbohrungen. Der Unterschied dürfte sich durch die Unsicherheiten der Berechnungsmethoden erklären lassen.

Als Einsatzgebiete werden im Prinzip wieder alle strategischen Einsatzgebiete der HTR-Linie genannt. In der aktuellen Akquisition der beiden Firmengruppen gibt es allerdings unterschiedliche Schwerpunkte.

Der HTR-100 (BBC/HRB) wird als Industrie-Kernkraftwerk angeboten zur Strom- und Prozessdampferzeugung (BRANDES, SCHÖNING 1985). In einer Variante ist er spezifiziert mit 256 MWth (Grundauslegung) zur Erzeugung von 257 t Dampf pro Stunde bei 32 bar und 380 Grad C. Die elektrische Nettoleistung ist auf 29 MW festgelegt (Abb. 28).

In der vorgestellten Konzeption ist es möglich, zwei HTR parallel zu betreiben. "Eine Anpassung an einen tatsächlichen vorhandenen oder über das Jahr schwankenden Bedarf ist möglich, und zwar durch Betrieb von jedem der beiden Reaktoren bis zu 50% seiner vollen Leistung" (BRANDES, SCHÖNING 1985). Man kann daraus natürlich auch den Schluss ziehen, daß für eine hohe Versorgungssicherheit, wie sie im Industriedampfbereich gefordert

werden muss, ein solches Konzept zwingend mit 2 kompletten identischen, gekoppelten Anlagen ausgestattet sein muss, weil die Verfügbarkeit einer einzigen Anlage nicht ausreichen würde.

Zur Akquisition für dieses Konzept wurde ein Industrie-Konsortium gebildet, bestehend aus: BBC, HRB, Deutsche Babcock Maschinenbau AG, Mannesmann, Strabag Bau AG und Innotec GmbH.

Die KWU-Gruppe hatte mit ihrem "side-by-side"-Konzept zwar ursprünglich Aufmerksamkeit in den USA erregt, jedoch ist man inzwischen vom Kugelhaufenkonzept abgewichen und hat sich für das alternative Blockkonzept (prismatische Brennelemente, wie bei Fort. St. Vrain) entschieden.

Inzwischen wird der Fachöffentlichkeit präsentiert (REUTLER, ANDLER 1985), dass der HTR-Modul für die direkte Prozesswärmenutzung einsetzbar sei und dies prinzipiell ab 1998, weil dann alle Komponentenversuche abgeschlossen seien (siehe Kapitel 3.2). Es wird die Palette der Möglichkeiten mit hohen Heliumtemperaturen vorgestellt (siehe auch Abb. 30):

- Kohlevergasung (hydrierend, Wasserdampfvergasung)
- Synthesegas (Eisenerzreduktion)
- Methanol und Wasserstoffproduktion.

Das Reaktorkonzept geht von einer Reduzierung der thermischen Leistung auf 170 MW aus bei einer Leistungsdichte von 2.55 MW/cbm, einer Kernhöhe von 9.43 m und einem Kerndurchmesser von 3 m.

Die Präsentation zeigt insgesamt den Stand der Entwicklung. Es wird versucht auf der Grundlage von vorprojektierten Konzepten den Eindruck zu erwecken, es handle sich schon um eine "marktfähige" Anlage.

3.4.3 HTR-10 und Einsatzgebiete

Das schweizerische Konzept eines Heizreaktors wurde am EIR (Eidgenössisches Institut für Reaktorforschung in Würenlingen) entwickelt und beinhaltet eine Nahwärmerversorgung auf der Basis kleiner Heizreaktoren. Diese sollen 90 % des Jahreswärmebedarfs abdecken, die Restwärme wird über fossil beheizte Spitzenkessel abgedeckt. Es soll also Heisswasser von 70 bis 110 Grad C für die Einspeisung in ein kleines Nahwärmenetz (Kommune, Industrie) produziert werden. Die Leistung soll auf 10 bis 50 MWth begrenzt bleiben. Die Grund-"idee" dieser Reaktoren ist: - sie sollen mit einer einzigen (!) Kernbeladung bis zu 30 Jahren Betriebszeit ermöglichen; - der Betrieb soll weitgehend vollautomatisch ablaufen; - das Reaktorkonzept soll inhärent sicher sein.

Das Kerngefäß ist in einem Wasserbehälter von 9 m Höhe und 6 m Durchmesser eingebaut (früher wurde auch das Konzept eines homogenen Heizreaktors mit einer Uranyl-sulfatlösung behandelt (SEYFRITZ ET AL 1984)). Der Reaktor ist unterirdisch eingebaut. Bei Ausfall der Nachwärmeabfuhr soll der Pool und die Wärmeleitung über den Boden lediglich zu einer Erhöhung der Wassertemperatur im Pool nach drei Monaten auf 80 Grad C führen. Es wird in diesem Zusammenhang auch von "walk away"-Sicherheit gesprochen (SEYFRITZ 1985).

Ende Juli 1986 soll in der Schweiz der Sicherheitsbericht vorgelegt werden. Auf dem Gelände der EIR soll bis Ende der 80er Jahre ein Prototyp gebaut werden, damit Anfang der 90er Jahre eine Empfehlung abgegeben werden kann. In der Schweiz wird im Zusammenhang mit den Heizreaktoren über eine Änderung des Atomgesetzes gesprochen. Durch eine Rahmenvereinbarung will man lange Genehmigungsverfahren umgehen, mit entsprechendem Ausschluß der Öffentlichkeit !

Es ist festzustellen, daß die gegenwärtigen Ziele wesentlich vorsichtiger formuliert werden als zuvor (BALTHESEN, KUPITZ 1985).

Die militärische Bedeutung des HTR ist ebenfalls in den letzten Jahren mehrfach genannt worden. Dies resultiert aus der Eigenschaft, mit Hilfe von Lithium oder Helium 3 Tritium für die Wasserstoffbombenproduktion zu produzieren. Durch das gasförmige Kühlmittel lässt sich Tritium leicht kontinuierlich entnehmen.

Als diese Tatsache von S. Agnew, dem Direktor der GAT, veröffentlicht wurde, um den HTR interessant zu machen, bekam er vom Department of Energy Kritik zu hören, weil dies für die "public relation" der HTR-Technologie nicht förderlich gewesen sei.

Ausserdem werden gerade kleine Anlagen mit unterirdischer Bauweise besprochen, die vollautomatisch arbeiten könnten und im Kriegsfall militärische Anlagen mit Strom und Wärme versorgen könnten.

3.5.2 EUROPA

In Europa verfolgt lediglich die BRD ein nennenswertes Programm. Die Schweiz beteiligte sich finanziell seit 1968 an der HTR-Entwicklung. Insbesondere war das Interesse an der HHT-Linie groß.

Die Chancen des HTR beim Heizreaktorvorhaben sind aktuell als sehr gering einzuschätzen (s.o.).

Frankreich hatte sich lediglich am OECD-Dragon-Projekt beteiligt. Spezielles Interesse bestand hauptsächlich an der Gas-Brüter-Entwicklung.

Grossbritannien war ebenfalls massgeblich am Dragon-Projekt beteiligt. 1975 wurden jedoch alle Aktivitäten eingestellt. Als das wichtigste Land in der Entwicklung der gasgekühlten AKW (demnächst 14 AGR-Reaktoren) scheint man in der HTR-Linie keine wesentlichen Vorteile gegenüber AGR-AKW zu sehen.

3.5.3 Japan, China

1977 wurde in Japan ein HTR-Programm begonnen, dass allerdings erst 1982 konkreter auf Bauprojekte zielte. So soll Ende der 80er Jahre ein 50 MWth Reaktor gebaut werden für eine Austrittstemperatur von 950 Grad C. Er soll mit blockförmigen Brennelementen bestückt werden (siehe USA). Zum Einsatz soll ein He/He-WT kommen.

1982 wurde ein Grossversuchskreislauf zum Testen von Werkstoffen in Betrieb genommen, der Temperaturen bis zu 1000 Grad C ermöglichen soll.

Für das HTR-Gesamtprogramm werden jährlich 70-80 Mio DM ausgegeben.

Chinas Interesse gilt der Schwerölförderung mittels Dampf-injektion. Es wurden für Forschung und Entwicklung gemeinsam mit der BRD Vorhaben gestartet (KFA). Eigene Untersuchungen werden an zwei Instituten (Tsinghua und Beijing) gemacht.

3.5.4 Ostasien, Dritte Welt

Nennenswerte Interessenten sind kaum bekannt. Jüngst sollen Taiwan, Südkorea, Peru und andere Länder Interesse gezeigt haben. Zu vermuten ist bei diesem Interesse eher die formelle Zugehörigkeit zum amerikanischen industriellen-militärischen Komplex. Die Dritte Welt und sog. Schwellenländer sind eigentlich eher Objekt von Potentialbetrachtungen, die von der IAEO und anderen gemacht werden.

3.5.5 Sowjetunion

Das sowjetische Interesse zielt hauptsächlich auf die Synthesegaserzeugung sowie synthetischer Brennstoffe.

Ausserdem hat man Interesse am Einsatz als Prozessdampf und Fernwärmelieferant. Wie in der BRD wird der Kugelhaufenreaktor favorisiert und neuerdings auch leicht angereichertes Uran als Brennstoff.

Das HTR-Programm besteht aus Forschungen mit der Absicht (die allerdings schon sehr lange geäussert wird) eine Prototypanlage UGR 50 und eine Demonstrationsanlage UG 400 zu bauen. Beim UGR 50 sind als Standort chemische Anlagen vorgesehen, da man die hohe Gamma-Strahlung der abgebrannten Brennelemente für chemische Versuche nutzen will (BALTHESEN, KUPITZ 1985). 1984 wurde angekündigt, dass der erste HTR in der Sowjetunion Anfang der 90er Jahre in Betrieb gehen soll.

4 Schlussfolgerungen

An die Entwicklung der HTR-Technologie wurden drei wesentliche Erwartungen geknüpft:

- Erreichung eines hohen Temperaturniveaus für die Bereitstellung von Prozesswärme für Kohleveredelung und andere Umwandlungstechnologien
- Betrieb eines HTR mit geschlossenem Gaskreislauf und integrierter Heliumturbine zur Erzielung hoher energetischer Wirkungsgrade bei der Stromerzeugung gekoppelt mit günstigen Möglichkeiten zur Wärmeauskopplung
- Entwicklung eines Uran/Thorium-Brennstoffzyklus mit der Option eines Nahebrütersystems durch die Nutzung des Uran 233.

Keine der drei wesentlichen Erwartungen ist bis heute erfüllt.

Es gibt heute weltweit 2 Prototypanlagen. In den USA ist der Fort St. Vrain (FSU) - 330 seit 1976 in Betrieb. Allerdings arbeitet er mit einer ständigen Betriebseinschränkung der Höchstlast auf 70%.

Seit Anfang 1985 ist er wegen schwerer Störungen ausser Betrieb. Der Thorium-Hochtemperaturreaktor (THTR) - 300 in Hamm/Uentrop ist noch in der Inbetriebnahmephase. Auch hier zeichnen sich eventuelle Betriebseinschränkungen ab. Ausserdem geben Störfälle und Konstruktionsmängel Anlass zur Sorge. Keine der beiden Prototypen erfüllt die oben genannten Erwartungen (auch nicht konzeptionell).

Die Weiterentwicklung und Realisierung des Uran/Thorium-Kreislaufs wurde faktisch weltweit aufgegeben. Es gibt lediglich noch Reste von Forschungsanstrengungen. Ausserdem wurde 1979/80 in der BRD als Referenzzyklus für alle Nachfolgeanlagen des THTR der LEU-Zyklus gewählt (LEU - niedrig angereichertes U 235, ohne Thorium). Damit wurde faktisch der THTR zum reinen HTR gemacht. Das heisst beim THTR ist ein Uran/Thorium-Brennstoff sinnlos, deshalb soll auch beim THTR der Brennstoffeinsatz geändert werden.

Der Status der Brennelement-"Entsorgung" beim THTR ist die Zwischenlagerung in Ahaus. Ein Endlagerkonzept ist bis heute noch nicht bekannt.

Somit ist ein wesentlicher Punkt der forschungspolitischen Daseinsberechtigung des THTR, die Entwicklung eines Uran/Thorium-Kreislaufs, nicht mehr gegeben.

Die ursprüngliche Erwartung an die HTR-Entwicklung einmal ein hohes Temperaturniveau des Kühlgases zu erreichen (grösser 950 Grad Celsius) ist bei den beiden Prototypen konzeptionell nicht erreicht worden. Lediglich bei dem AVR-Versuchsreaktor sind derart hohe Temperaturen des Kühlgases erreicht worden. Weiterhin ist die Erforschung von Werkstoffen und entsprechender Komponenten zur Übertragung der Prozesswärme noch im Versuchsstadium. Vor der Jahrhundertwende ist bei realistischer Betrachtung der Situation nicht mit dem Bau eines Prototyps zur Realisierung "Nuklearer Prozesswärmeauskopplung" zu rechnen.

Beide Prototypen sind reine Stromerzeuger mit Anlagenwirkungs-

graden, die von modernen konventionellen Kraftwerken und auch neuen gasgekühlten Atomkraftwerken in Grossbritannien (AGR-
Heysham II) erreicht, zum Teil sogar übertroffen werden.
Lediglich durch den hohen Entladeabbrand des Brennstoffes (hohe
Ausnutzung des Brennstoffs) ist ein "Vorteil" gegenüber
fortgeschrittenen gasgekühlten AKW (AGR) ausweisbar.
Die Weiterentwicklung jedoch zum AKW mit integrierter
Heliumturbine bei geschlossenem Gaskreislauf (Einkreisanlage,
HHT) ist bereits 1982 eingestellt worden.
Damit ist eine andere wichtige Option der HTR-Entwicklung nicht
mehr gegeben.

Als Nachfolgeprojekte wird derzeit folglich lediglich eine Anlage
mit etwas grösserer Leistung als der THTR-300 angeboten, der
HTR-500 mit 550 MWel. Dieser unterscheidet sich konzeptionell nur
geringfügig vom THTR (bis auf den Brennstoff - LEU). Ein Mehr an
Sicherheit wurde zu Gunsten geringerer Anlagekosten nur zum Teil
soweit realisiert, dass an den Stand der Technik angeglichen
wird. Weder werden beim Wirkungsgrad noch bei der Temperatur des
Kühlgases Weiterentwicklungen spürbar.
Weiterhin sind Anlagen kleinerer Leistung in der konzeptionellen
Phase. HTR 100, HTR-Modul, HTR-10 sind einige dieser Varianten.
Mit diesen "Neuentwicklungen" versucht man an eine internationale
Entwicklung anzuknüpfen, kleinere Atomkraftwerke zu bauen, die
angeblich inhärent sicher sein sollen.
Bisher konnte sich keine dieser Varianten etablieren.
Die internationale Entwicklung lässt, sieht man einmal von
Forschungsvorhaben ab, die in den letzten Jahren sowieso eher
zurückgeschraubt wurden, keine Entwicklung der HTR-Technologie
erkennen, in der sich etwa ein Durchbruch zum Markt abzeichnet.

Als Resümee lässt sich feststellen, dass die HTR-Entwicklung
konzeptionell nicht über das Stadium eines gasgekühlten,
graphitmoderierten Atomkraftwerkes moderner Bauart (AGR) hinaus
geht. Im Gegenteil kranken die beiden einzigen Prototypkraftwerke
auf der Welt, der THTR-300 und der FSU-330 (in den USA), noch an

einer Reihe spezifischer Schwierigkeiten. Eine technologisch begründbare Marktnische ist daher nicht erkennbar, auch nicht bei kleineren Leistungseinheiten, weil hier der Markt insgesamt noch völlig ungesichert ist.

Forschungspolitisch wird weltweit lediglich noch an der Prozesswärmeoption gearbeitet, allerdings angesichts der grossen Probleme ohne erkennbar verstärkte Intensität.

Diese unsichere Option ist eigentlich das letzte Argument für die Befürwortung einer HTR-Weiterentwicklung.

Wir ziehen daraus den Schluss, das Forschungsabenteuer der Entwicklung der HTR-Technologie endlich abzubrechen, um die Forschungshaushalte nicht noch weitere Jahrzehnte zu belasten.

Unter diesen Aspekten ist auch ein Weiterbetrieb des THTR-300 sinnlos.

5 Abbildungen :

- Abb.: 1 Vergangene und mögliche zukünftige Entwicklungen der HTR-Technologie
- Abb.: 2 Stromerzeugung und mittlere Arbeitsverfügbarkeit von Kernkraftwerken in der EG
- Abb.: 3 Aufbau des AVR-Reaktors
- Abb.: 4 Betriebsunterbrechungen des AVR für die Jahre '68-'76
- Abb.: 5 Stromerzeugungsgeschichte des FSU-330 von 1977-1985
- Abb.: 6 Zeitlicher Abstand von der Inbetriebnahme des THTR
- Abb.: 7 Prinzipschaltbild der Gesamtanlage THTR

- Abb.: 8 Schnittbild des THTR
- Abb.: 9 Form und Aufbau des Brennelementes
- Abb.: 10 Uranerz-Bedarf für versch. Reaktorsysteme
- Abb.: 11 Schema der Beschickungsanlage
- Abb.: 12 Anordnung und Einfahrtiefen von Reflektor- und
 Coresstäben
- Abb.: 13 Gesamtschema THTR
- Abb.: 14 Schnitt durch die Reaktorhalle
- Abb.: 15 Schnitt durch den Spannbetonbehälter (SBB)
- Abb.: 16 Keramische Einbauten
- Abb.: 17 Metallische Einbauten
- Abb.: 18 Schnitt durch eine Kühlgasgebläseeinschubeinheit
- Abb.: 19 Blockschaltbild Gaskreisläufe
- Abb.: 20 Dampferzeuger
- Abb.: 21 Blockschaltbild des Wasser-Dampf-Kreislaufs
- Abb.: 22 Blockschaltbild Hauptkühlwassersystem
- Abb.: 23 Blockschaltbild Hilfskühlwassersystem
- Abb.: 24 Konzept einer HHT-Anlage/Kühlkreislauf
- Abb.: 25 Fließbild eines HTR mit HKU und WKU

- Abb.: 26 Schnittbild des HTR 500
- Abb.: 27 Anordnung der DE und der NWA beim HTR 500
- Abb.: 28 Konzept des HTR-100 Industriekraftwerks
- Abb.: 29 Konzept des HTR-Modul der KWU/Interatom
- Abb.: 30 Einsatzgebiete des HTR-Modul

6 Quellen- und Literaturverzeichnis :

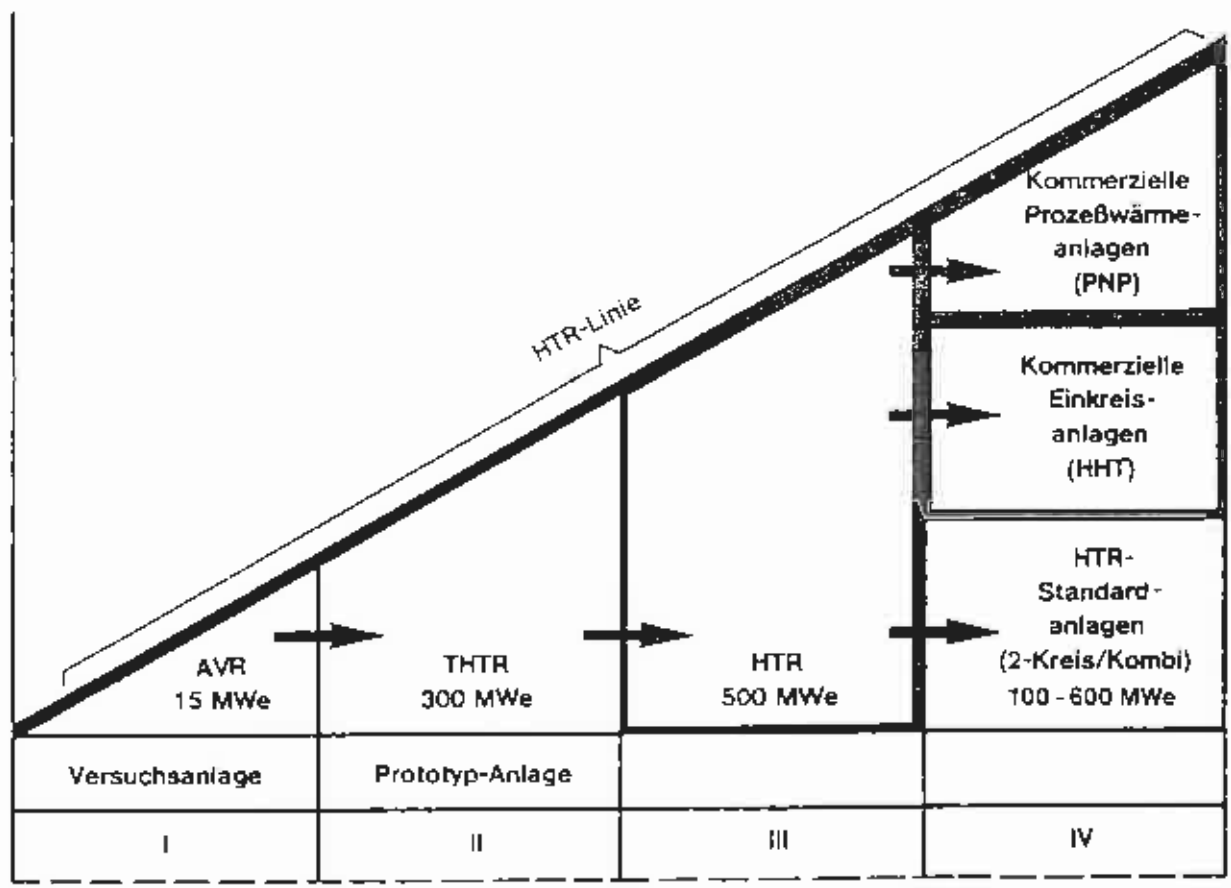
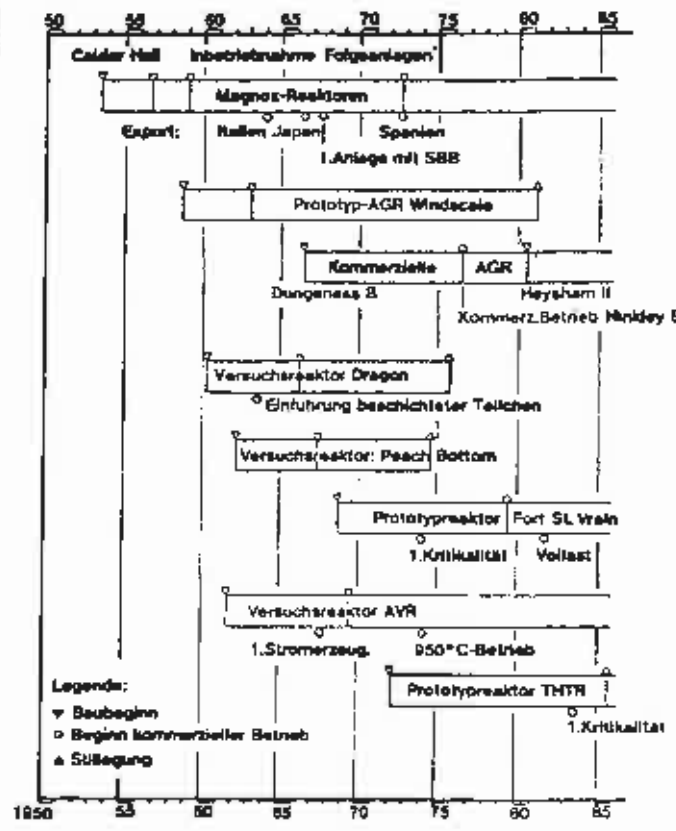
- Balthesen, Kupitz (KFA, IAEA) 1985: International aspects of
hightemperature reactor development
Atomkernenergie/Kerntechnik, November
1985, S.188-190
- Baust, Witthow, Schöning (HRB) 1985: Das technische Konzept des
HIR-500
Atomkernenergie/Kerntechnik, November 1985,
S. 145f
- BBC/HRB 1971: 1160 MWel - Kernkraftwerksprojekt der UEW
mit Hochtemperaturreaktor im Kraftwerk
Westfalen, 1971
- BBK 1970: Hochtemperaturreaktoren im Zeichen des
Fortschritts, 1970
- Brandes, Schöning (HRB) 1985: Industriekernkraftwerk zur
Industriedampf- und Stromerzeugung
mit dem HTR-100

- Atomkernenergie/Kerntechnik, November 1985,
S. 148f
- Cap, Ferdinand 1957: Physik und Technik der Atomreaktoren
Springer-Verlag, 1957
- Engelmann, P., Dehme, H. 1982: Ziele der HTR-Entwicklung für
Stromerzeugung und Prozesswärme,
atomwirtschaft, September 1977, S. 484-490
- Franke, H.G. 1980: Referat gehalten in der KFA Jülich auf
Einladung der liberalen Fraktion des
Europäischen Parlaments, 10. Dezember 1980
- Friedrich, Weicht 1977: Regelkonzept und Lastfolgeverhalten des
THTR-300 Kernkraftwerkes Uentrop, UGB
Kraftwerkstechnik, Mai 1977
- Hahn, Lothar 1985: Probabilistic Safety Analysis for Sizewell B
dko-Institut, Freiburg, August 1985
- Harth, Jauring, Mauerberger, Teubner 1985: Stand der
Komponentenentwicklung für den HTR zur
Prozesswärmeerzeugung,
Atomkernenergie/Kerntechnik, November 1985,
S. 176f
- IAEO 1983: Stand der Entwicklung von Kernkraftwerken
kleiner und mittlerer Leistung, H.J.Laue,
atomwirtschaft, Januar 1983, S. 32 - 41
- Kirch, N., Bernert, H., Ziermann, E. 1985: Umbau des AVR-Reaktors zu
einer Prozesswärmanlage - Konzept und Ziele
Jahrestagung Kerntechnik 1985
- Konsortium THTR 1971-1985: Projektinformationen

- Konsortium TKTR, Nr.1 bis 19, 1971-1985
- Lee, D.R. 1985: Fort St. Vrain Update 1985, Utility-User Conference on the HIGR, unveröffentlichtes Manuskript, 1985
- Lester, R.K. 1986: Ein neuer Ansatz für die Kernenergie Spektrum der Wissenschaft, Mai 1986
- Moore, Kantor 1982: HIGR Experience, Programs, And Future Applications, Nuclear Engineering and Design April 1982, S. 153-174
- Radkau, J. 1985: Aufstieg und Krise der deutschen Atomwirtschaft, rororo, 1985, S. 226f
- Reutler, Andler 1985: The modular high-temperature reactor as a standardized heat source, Atomkernenergie/Kerntechnik, November 1985, S. 152f
- Seifritz, W. 1985: Ein nukleares Nahwärmesystem, Atomkernenergie/Kerntechnik, März 1985, S. 110, 112
- Seifritz et al 1984: Kleine Heizreaktoren für die Nukleare Nahwärmeversorgung, EIR Würenlingen, Jahrestagung Kerntechnik 1984
- Weinberg, A.M., Spiwak, I. 1984: Inherently Safe Reactors and a Second Nuclear Era, Science, Juni 1984, S. 1398-1402
- Winkens, H.P. 1984: Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiebedarfsdeckung (Versorgungskonzept) für den Rhein-Neckar-Raum, BMFT-EI-5286 A, Mai 1984

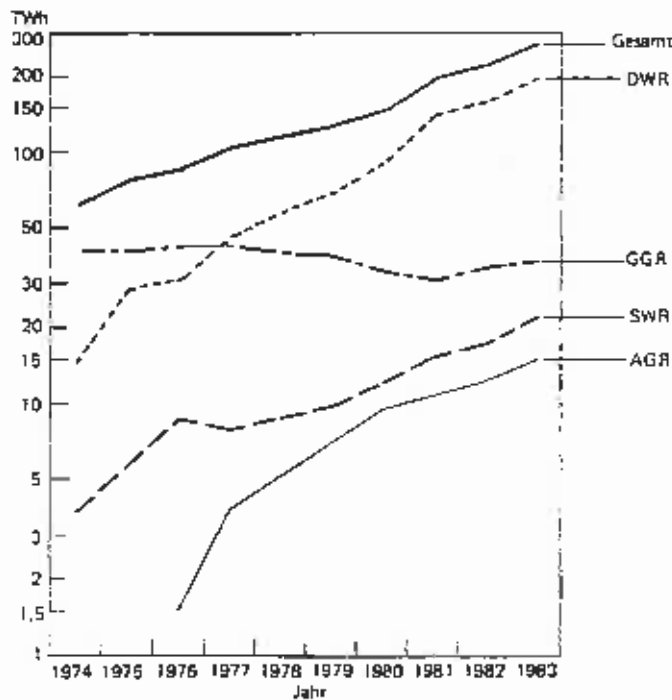
7 Tabellen :

Tabelle: 1	Technische Daten des AVR
Tabelle: 2	Gesellschafter der AVR GmbH
Tabelle: 3	Hauptauslegungsdaten des THIR
Tabelle: 4	Hauptauslegungsdaten des HIR 500



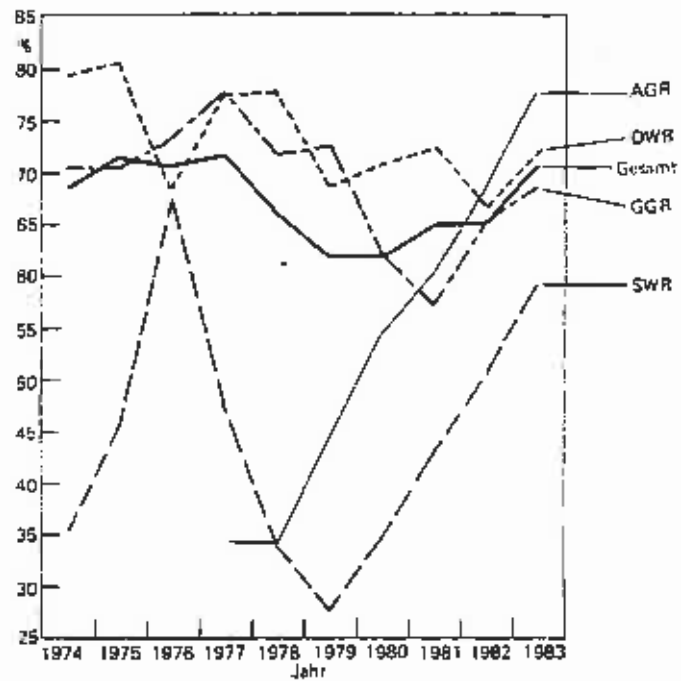
Quelle: Konsortium THTR

Abb.: 1 Vergangene und mögliche zukünftige Entwicklungen der HTR-Technologie



Entwicklung der Stromerzeugung aus Kernenergie in der Europäischen Gemeinschaft (zehn Länder) von 1974 bis 1983.

GGR: Gasgekühlte Reaktoren SWR: Siedewasserreaktoren
 DWR: Druckwasserreaktoren AGR: Advanced Gascooled Reactors
 Quelle: eurostat



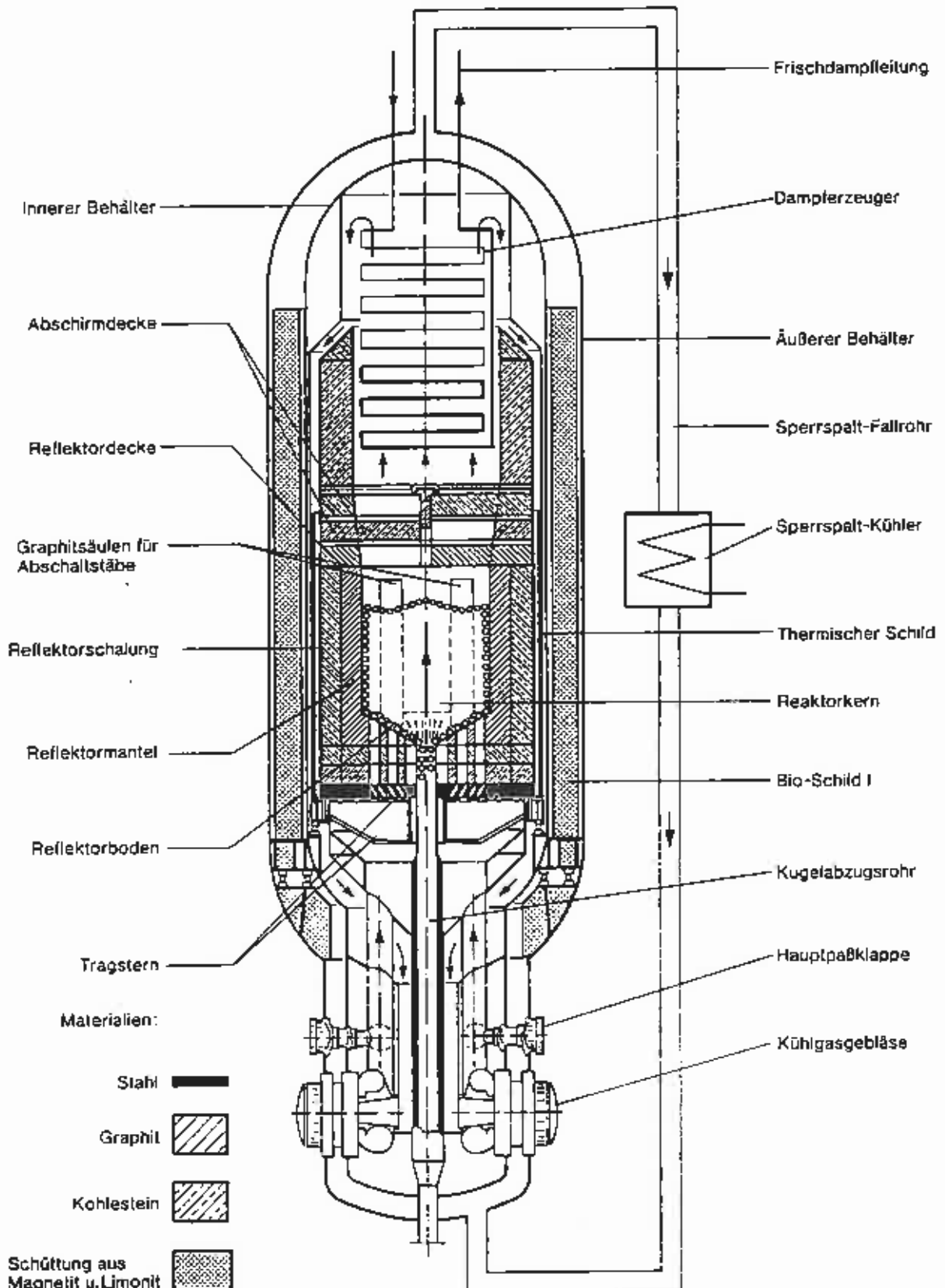
Mittlere Arbeitsverfügbarkeit (Energy Availability) der Kernkraftwerke (über 100 MW) in der EG von 1974 bis 1983 nach Reaktortypen.

GGR: Gasgekühlte Reaktoren SWR: Siedewasserreaktoren
 DWR: Druckwasserreaktoren AGR: Advanced Gascooled Reactors
 Quelle: eurostat

Quelle: Betriebsergebnisse der Kernkraftwerke in der EG 1983 (Jahrbuch 12/84, S. 657).

Abb.: 2 Stromerzeugung und mittlere Arbeitsverfügbarkeit von Kernkraftwerken in der EG

Abb.: 3 Aufbau des AVR-Reaktors

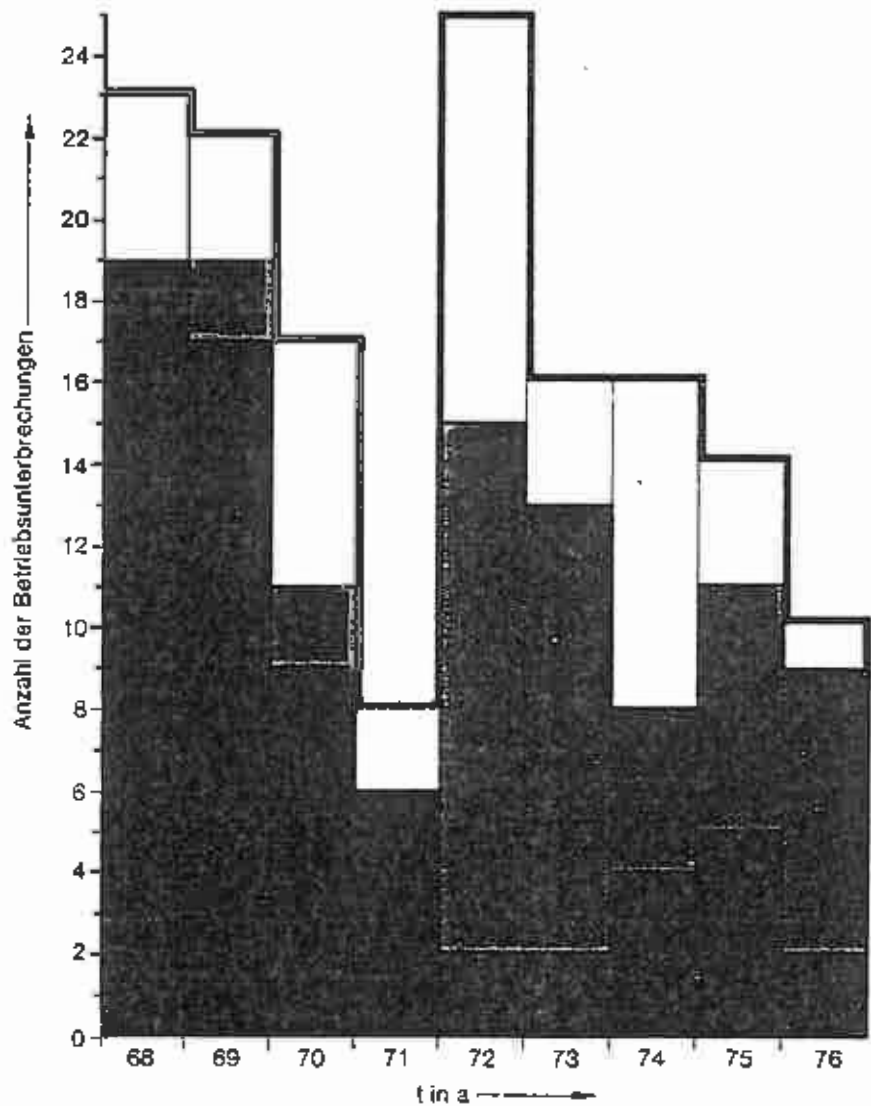


Quelle: AVR GmbH, HRB GmbH 17.12.1977

Abb.: 4 Betriebsunterbrechungen des AVR für die Jahre '68-'76

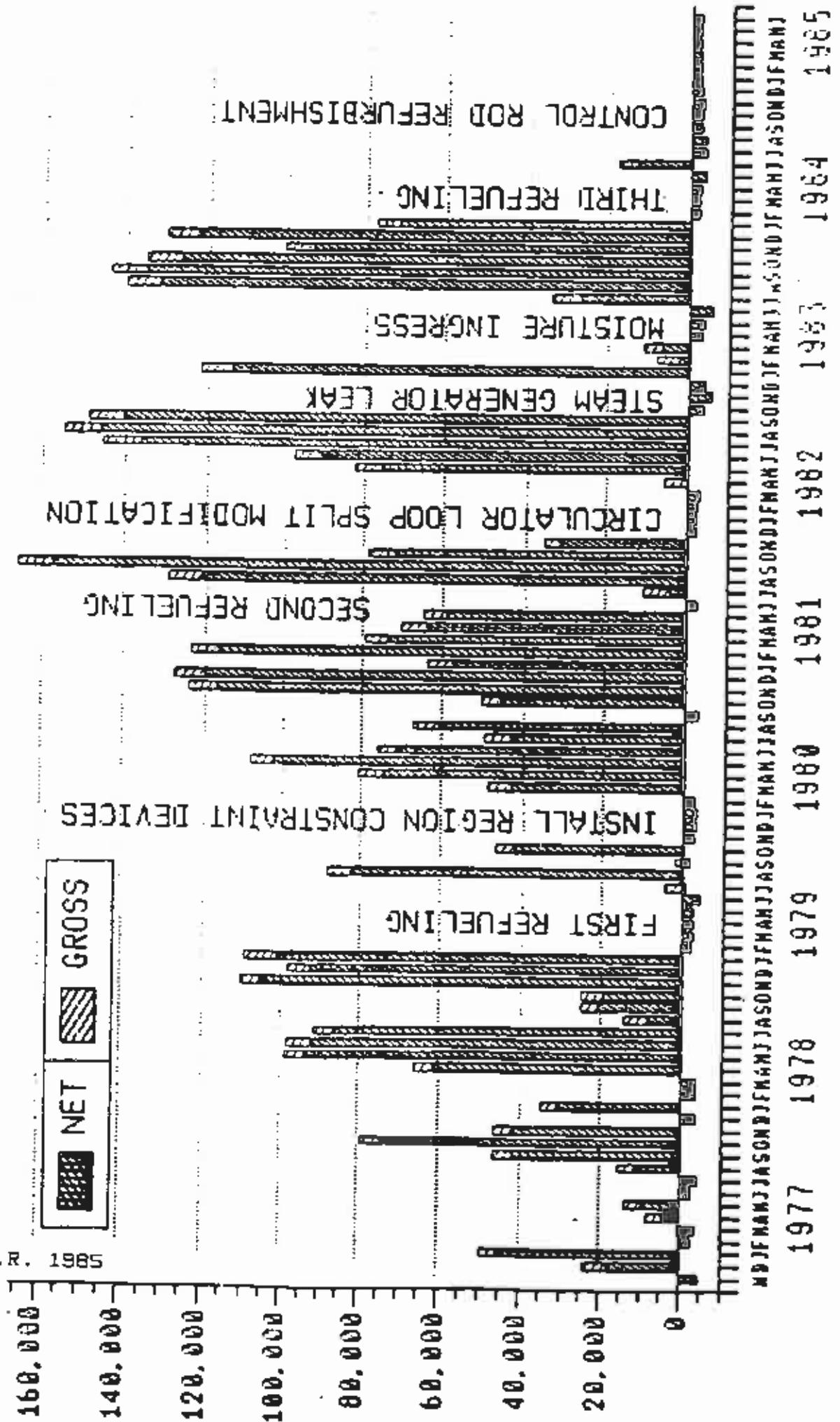
Betriebsunterbrechungen des AVR-Versuchskernkraftwerks für die Jahre 1968-76

- Betriebsunterbrechungen bedingt durch Störungen
- ▨ Betriebsunterbrechungen für Versuche und Demonstrationen
- Sonstige Abschaltungen (diese Abschaltungen erfolgten aus den verschiedenen Gründen, z. B. wurde im Jahr 1972 5mal zum Auswuchten der Turbine abgefahren)

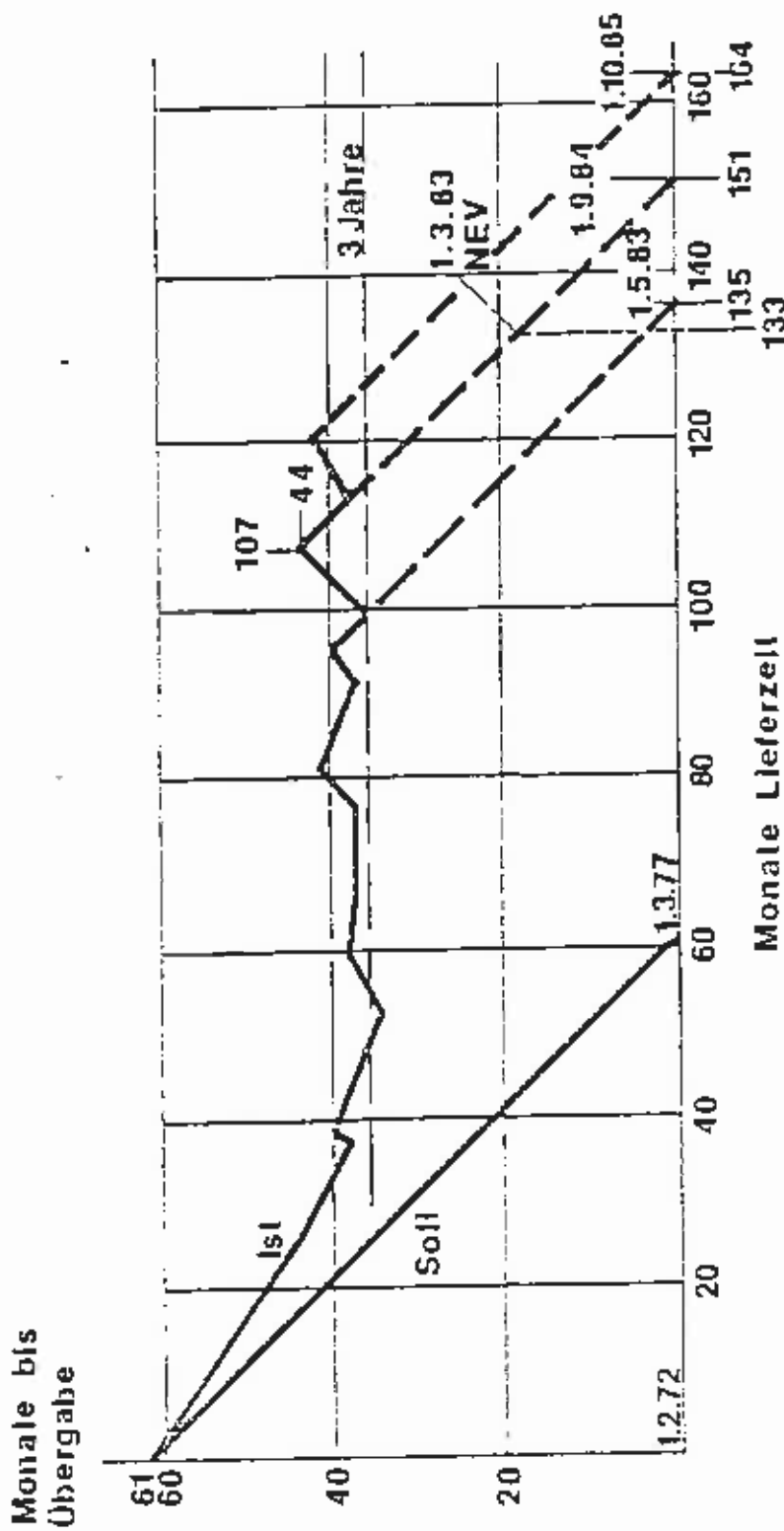


Quelle: AVR GmbH, HRB GmbH 17.12.1977

FORT ST. VRAIN
ELECTRIC GENERATION HISTORY

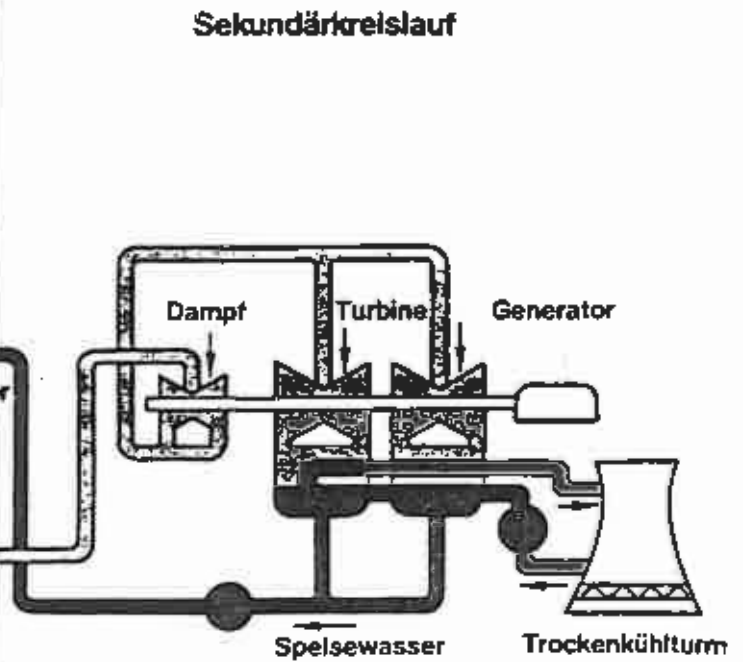
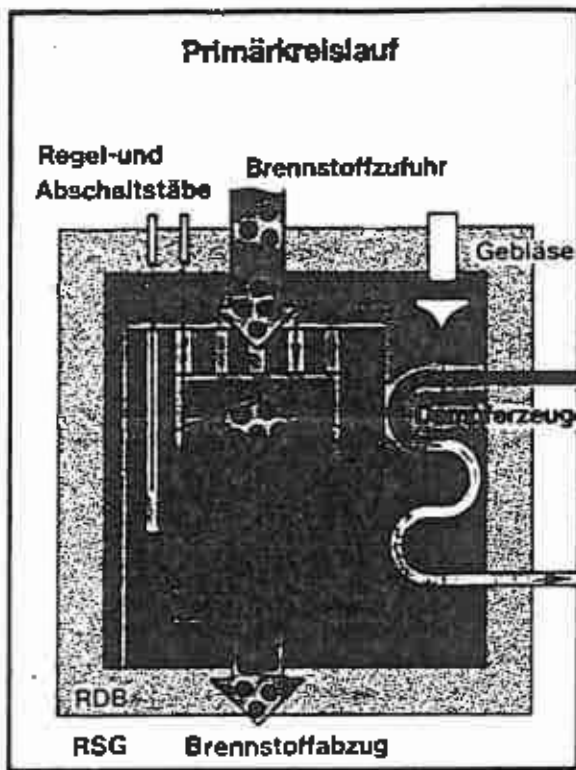


Quelle: Lee, O.R. 1985



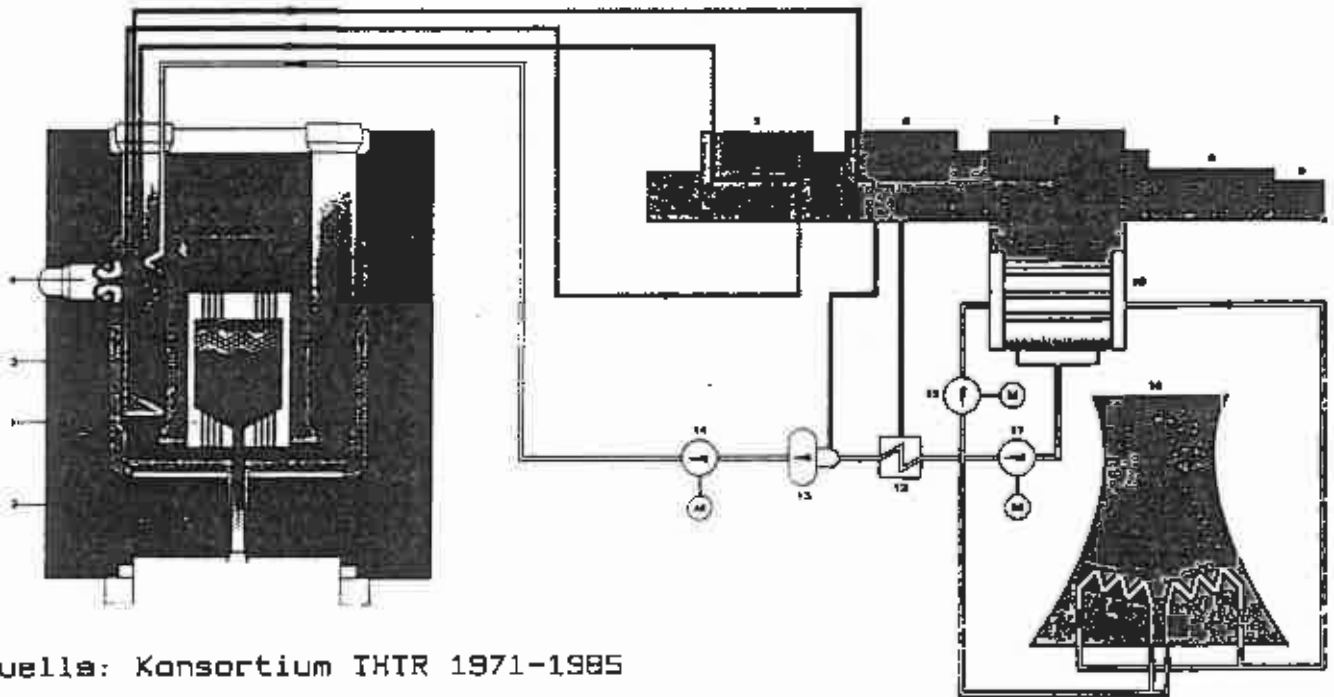
VEW

Zeitlicher Abstand von der Inbetriebnahme
des THTR 300



Primärkreislauf
Primary System

Sekundärkreislauf
Secondary System



Quelle: Konsortium THTR 1971-1985

Abb. 1: Prinzipschaltbild der Gesamtanlage

Fig. 1: Basic Diagram of the Overall Plant

- 1 Reaktorkern
- 2 Spannbetonbehälter
- 3 Dampfherzeuger
- 4 Kühlgasgebläse
- 5 Hochdruckteil der Turbine
- 6 Mitteldruckteil der Turbine
- 7 Niederdruckteil der Turbine
- 8 Generator
- 9 Erreger
- 10 Oberflächenkondensator
- 11 Hauptkondensatpumpe
- 12 Vorwärmer
- 13 Spieswasserbehälter mit Entgaser
- 14 Spiespumpe
- 15 Kühlwasserpumpe
- 16 Trockenkühlturm

- 1 Reactor Core
- 2 Pressurized Concrete Pressure Vessel
- 3 Steam Generators
- 4 Coolant Gas Blower
- 5 High-Pressure Section of Turbine
- 6 Medium-Pressure Section of Turbine
- 7 Low-Pressure Section of Turbine
- 8 Generator
- 9 Exciter
- 10 Surface Condenser
- 11 Main Condensate Pump
- 12 Preheater
- 13 Deserator
- 14 Feed Water Pump
- 15 Cooling Water Pump
- 16 Dry Cooling Tower

Abb.: 7 Prinzipschaltbild der Gesamtanlage THTR

Kernkraftwerk Hamm-Uentrop THTR-300

- | | |
|---|----------------------------------|
| 1 Reaktorraum | 21 Reaktorbehälter |
| 2 Graphitreflektor | 22 Kernhohlkugelschicht |
| 3 Theoretischer Schild | 23 Druckbehälter |
| 4 Reaktorbauelemente | 24 Druckhalterzeugung |
| 5 Spaltenbeton | 25 HD-Dampferzeugung |
| 6 Spaltenbeton | 26 U-Drummschleife |
| 7 Dampfzentrifuge | 27 Strömungsrichtungsänderer |
| 8 Klappvorrichtung | 28 (1. Gridschleife 32) |
| 9 Kernstab | 29 Gasleistungsmessung |
| 10 Reaktorstromerzeugung | 30 Turbinenlager |
| 11 Hochdruckdampferzeugung | 31 HD-Schaltkammer |
| 12 Niedrigdruckdampferzeugung | 32 Hoch- u. Zugleistungsabnehmer |
| 13 Kugelabzugrohr | 33 Heißwasser |
| 14 Brennelement-Beschickungsanlage | 34 Gasdruckmessung |
| 15 Abwand-Mischbehälter für Brennelemente | 35 Hochdruckdampfer |
| 16 Brennelement-Beschickungsanlage | 36 Mischbehälter |
| 17 Lager für neue Brennelemente | 37 Turbinen |
| 18 Brennelement-Zugvorrichtung | 38 Dampfer |
| 19 Brennelement-Einrichtung | 39 Hauptdampferpumpe |
| 20 Lager für abgebrannte Brennelemente | 40 Mischbehälter |

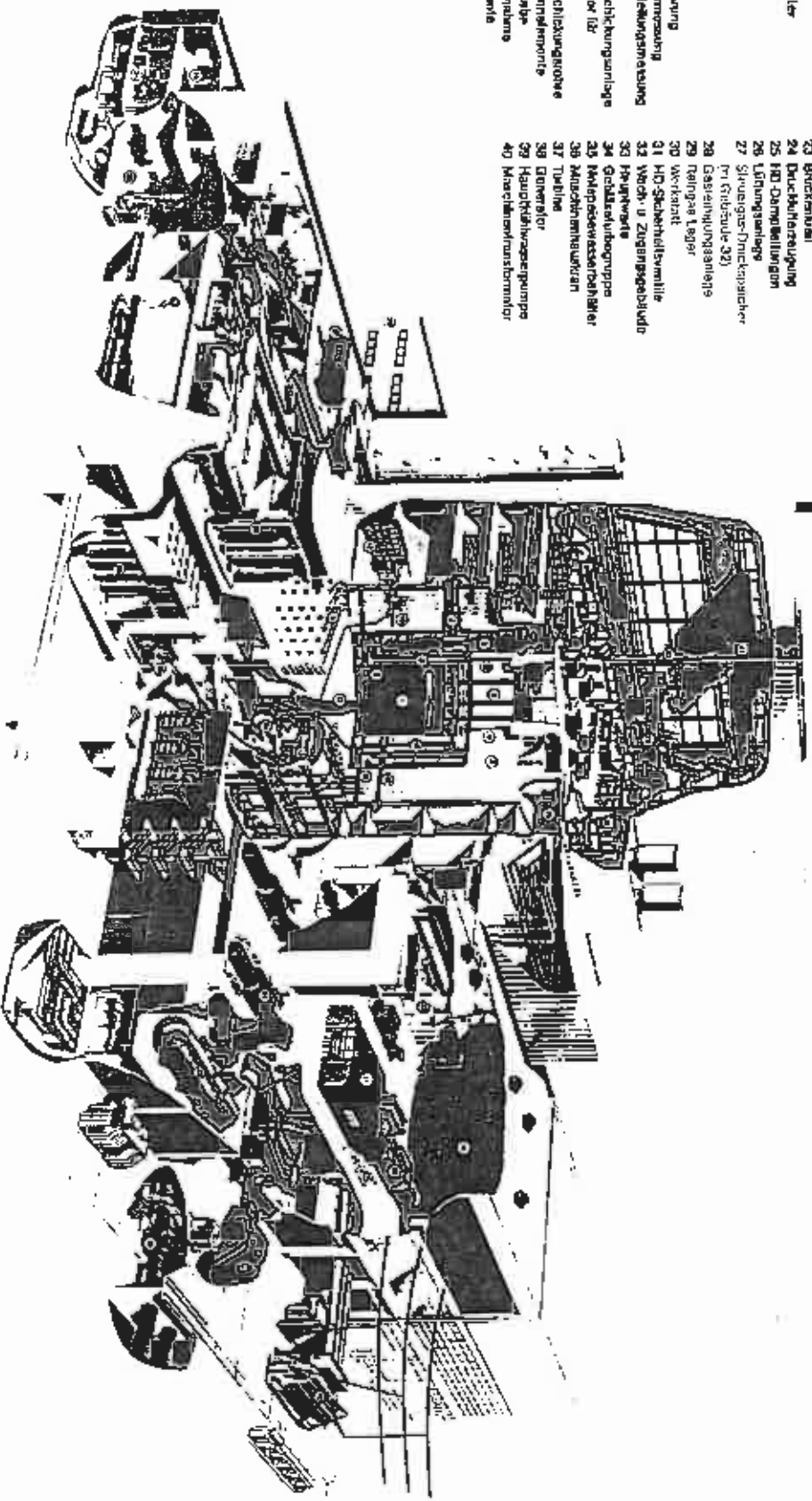


Abb. 1 9 Schnittbild des THTR

Schnittbild vom THTR-Kernkraftwerk
Quelle: Konstruktiv THTR

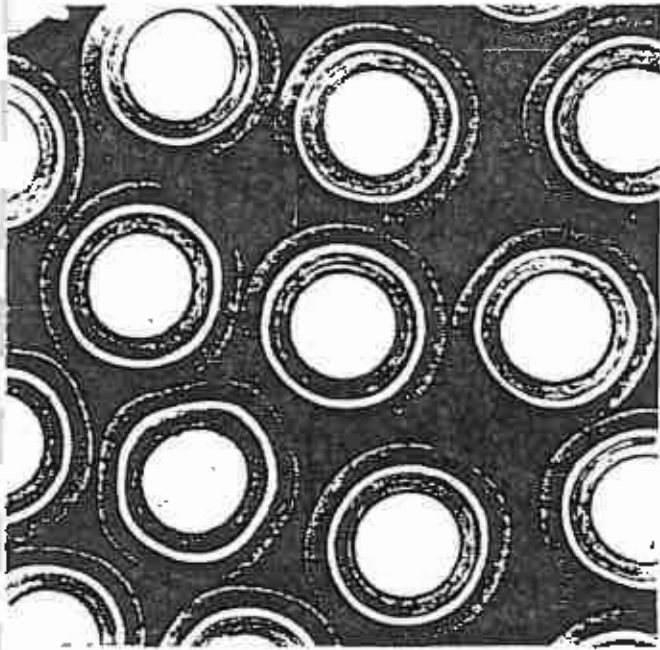


Abb. 1 3fach beschichtete Brennstoffkerne
 Fig. 1 Triple-coated Fuel Kernels.

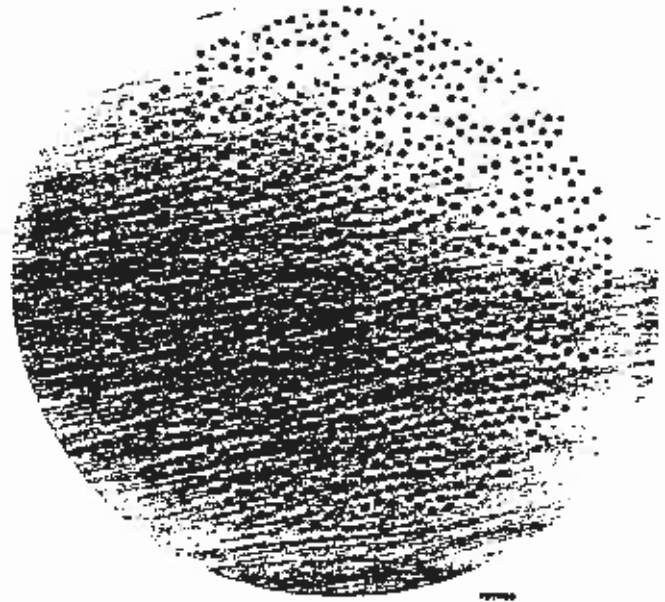
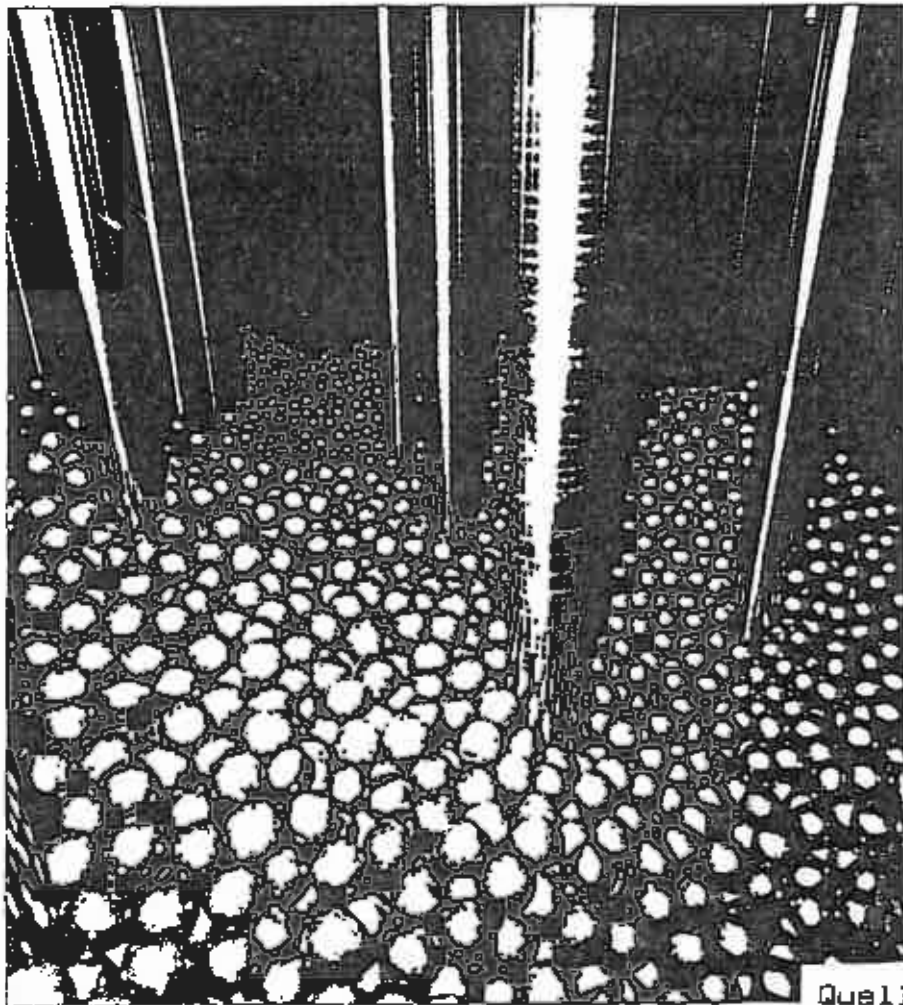
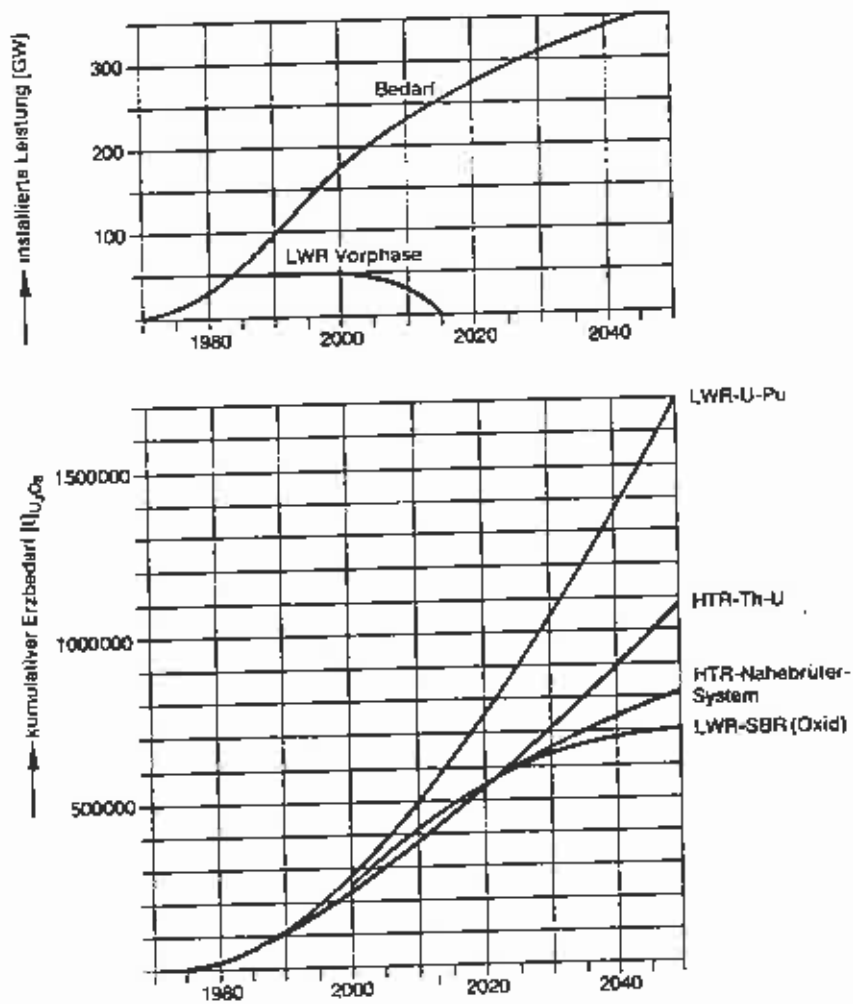


Abb. 2 Schnitt durch ein Brennelement
 Fig. 2 Section of a Fuel Element.



Quelle: Konsortium THIR

Abb.: 9 Form und Aufbau des Brennelementes



Uranerz-Bedarf für verschiedene Reaktorsysteme bei gleicher Elektrizitätsbedarfsprognose (bis 1995 ausschließlich LWR).

Abb.: 10 Uranerz-Bedarf für versch. Reaktorsysteme

- 1 Fördergebläse
- 2 Förderblock
- 3 Kugelbremsung
- 4 Reaktorkern
- 5 Vereinzler
- 6 Behälter für beschädigte Kugeln
- 7 Bruchabscheider
- 8 Gutkugelpuffer
- 9 Puffer
- 10 Verteilerblock
- 11 EDV
- 12 Beschickungsprogramm
- 13 Entnahmeschleuse
- 14 Entnahmeeinrichtung
- 15 Zugabeschleuse
- 16 Zugabeeinrichtung
- 17 Abbrand- und Unterscheidungsmessung
- 18 Förderrohre

- 1 Elevation Circulator
- 2 Elevation Block
- 3 Spheres Deceleration
- 4 Reactor Core
- 5 Singulizer
- 6 Damaged Spheres Container
- 7 Damaged Spheres Separator
- 8 Buffer Line for Intact Spheres
- 9 Buffer Line
- 10 Distributor Block
- 11 Data Processing System
- 12 Refuelling Program
- 13 Discharge Lock
- 14 Discharge Installation
- 15 Addition Lock
- 16 Addition Facility
- 17 Burn-up and Differentration Measurement
- 18 Elevation Tubes

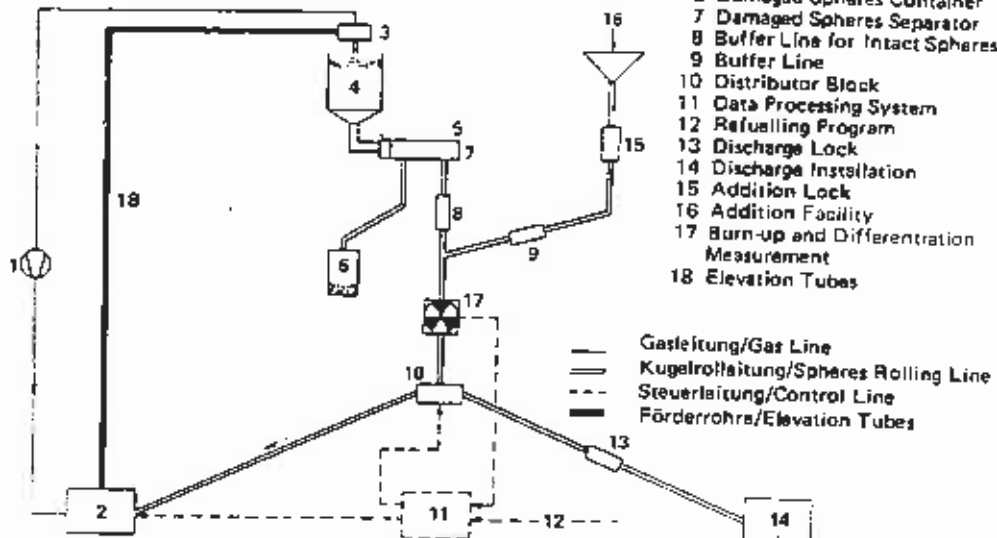


Abb. 1 Fließschema der Brennelementkugeln

Fig. 1 Flow diagram of fuel element spheres

- 1 Zugabestation
- 2 Inspektionsstand
- 3 Pufferstracke
- 4 Zugabeschleuse
- 5 Antriebe f. Funktionseinheiten
- 6 Pufferstracke
- 7 Sammierblock
- 8 Kugelabzugsrohr
- 9 Vereinzler/Bruchabscheider
- 10 Behälter für beschädigte Kugeln
- 11 Messreaktor mit Gammaunterscheidungsmessung
- 12 Verteiler- und Förderblock
- 13 Ausschleusstracke
- 14 Unterer Ausschleusblock
- 15 Füll- und Schließstation
- 16 Entnahmebehälter
- 17 Fördergebläse
- 18 Kugelförderleitung
- 19 Ansaugstück
- 20 Bremsstracke
- 21 Ansaugleitung

- 1 Addition Station
- 2 Inspection Stand
- 3 Buffer Tube
- 4 Addition Lock
- 5 Drives for Functional Units
- 6 Buffer Tube
- 7 Collecting Block
- 8 Spheres Withdrawal Tube
- 9 Singulizer/Damaged Spheres Separator
- 10 Damaged Spheres Container
- 11 Measuring Reactor with (Gamma) Differentiation
- 12 Distributor and Elevation Block
- 13 Discharge Line
- 14 Lower Discharge Block
- 15 Filling and Sealing Station
- 16 Discharge Container
- 17 Elevation Circulator
- 18 Spheres Elevation Line
- 19 Intake Tube Section
- 20 Spheres Deceleration Line
- 21 Intake Line

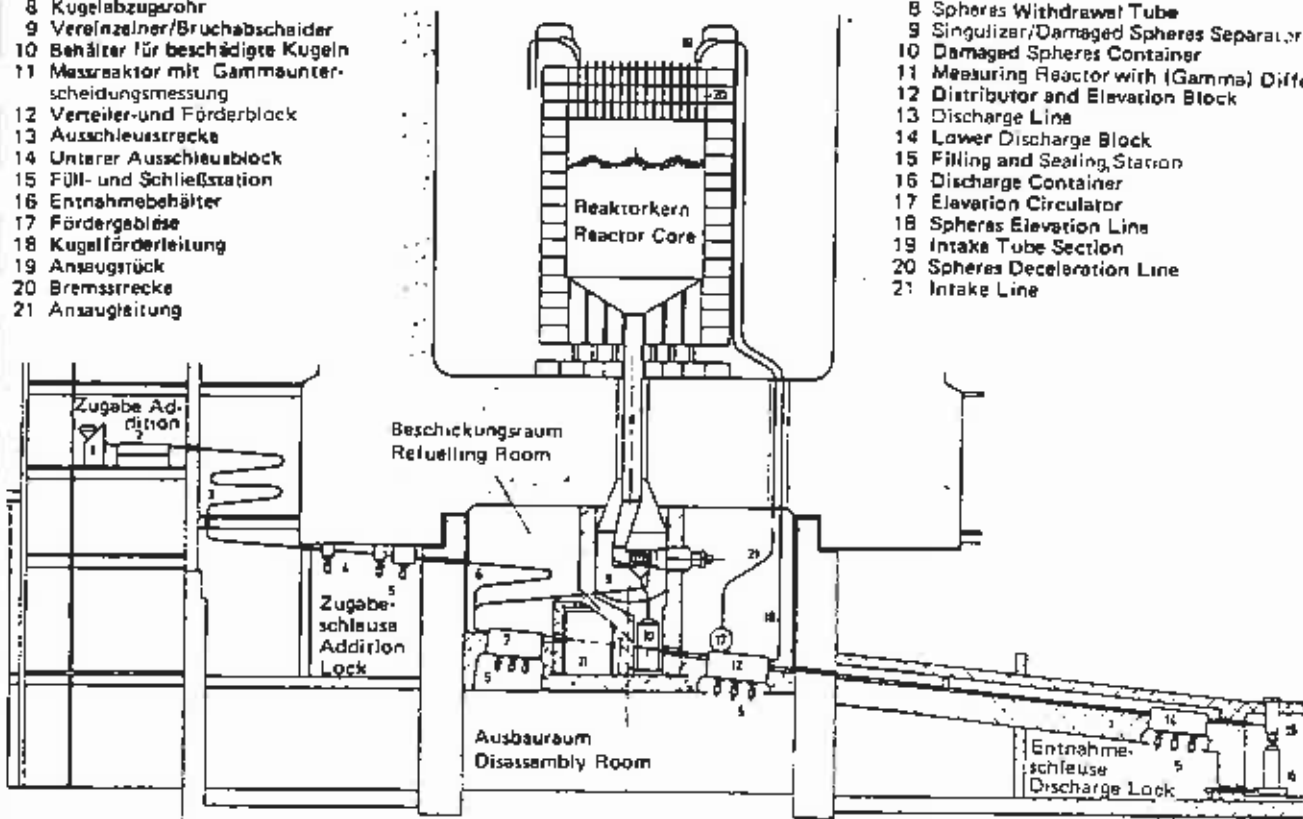


Abb. 2 Beschickungsanlage, schematische Anordnung

Fig. 2 Fuel circulation, system schematic

Stab-Position	Einfahrtiefe	Einfahrzeit (Mittelwert)	42 Kernstäbe	42 Incore rods
Rod position	Insertion depth [mm]	Insertion time (mean value) [sec]	36 Reflektorstäbe	36 Reflector rods
R1	5500	85		
R2 _f	5210	84		
R2 _e	5160			
R3 _f	4900	82		
R3 _e	4760			
R4	3480	44		

f = Flankenstab
 e = Eckstab
 f = Edge position of rod
 e = Corner position of rod

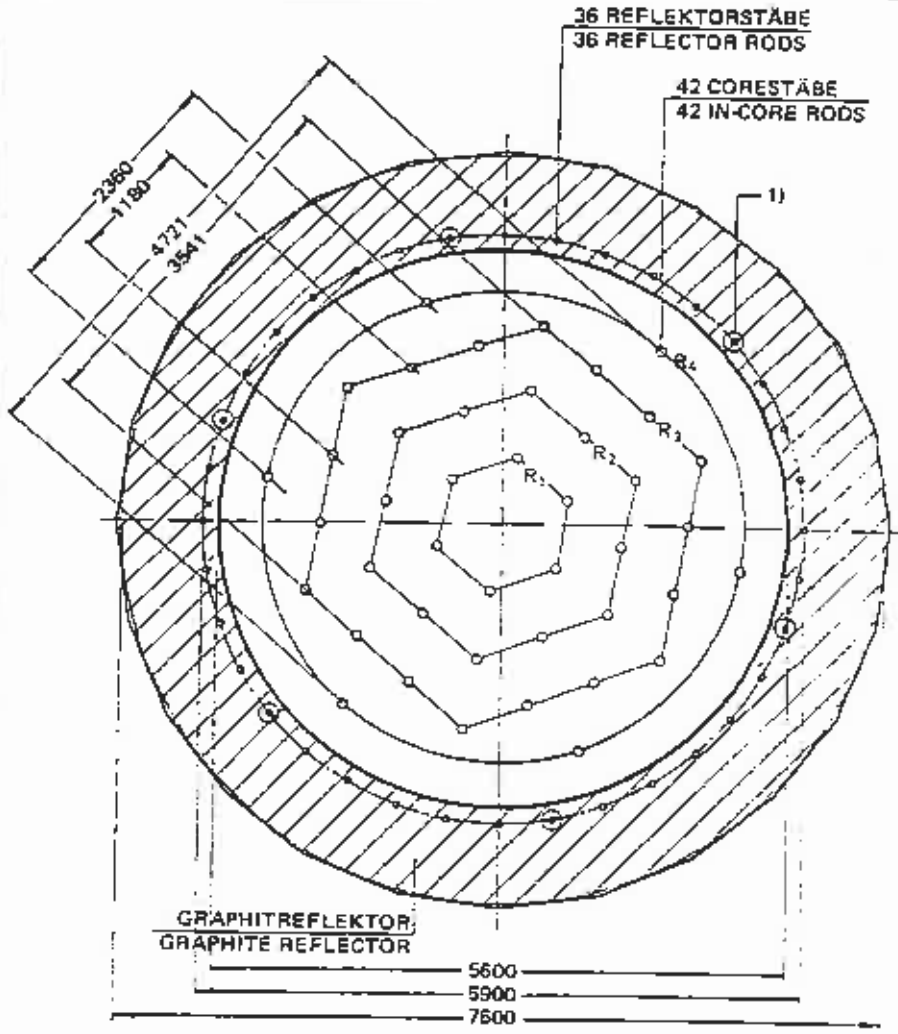


Abb. 1: Anordnung von Reflektor- und Corestäben über dem Corequerschnitt
 1) die markierten Positionen zeigen eine der 6 rotationsymmetrischen Reflektorstabgruppen

Fig. 1: Configuration of Reflector Rods and In-Core Rods over the Core Cross Section
 1) The indexed positions show one of the six reflector rod groups arranged in a rotational-symmetric configuration

Abb.: 12 Anordnung und Einfahrtiefen von Reflektor- und Corestäben

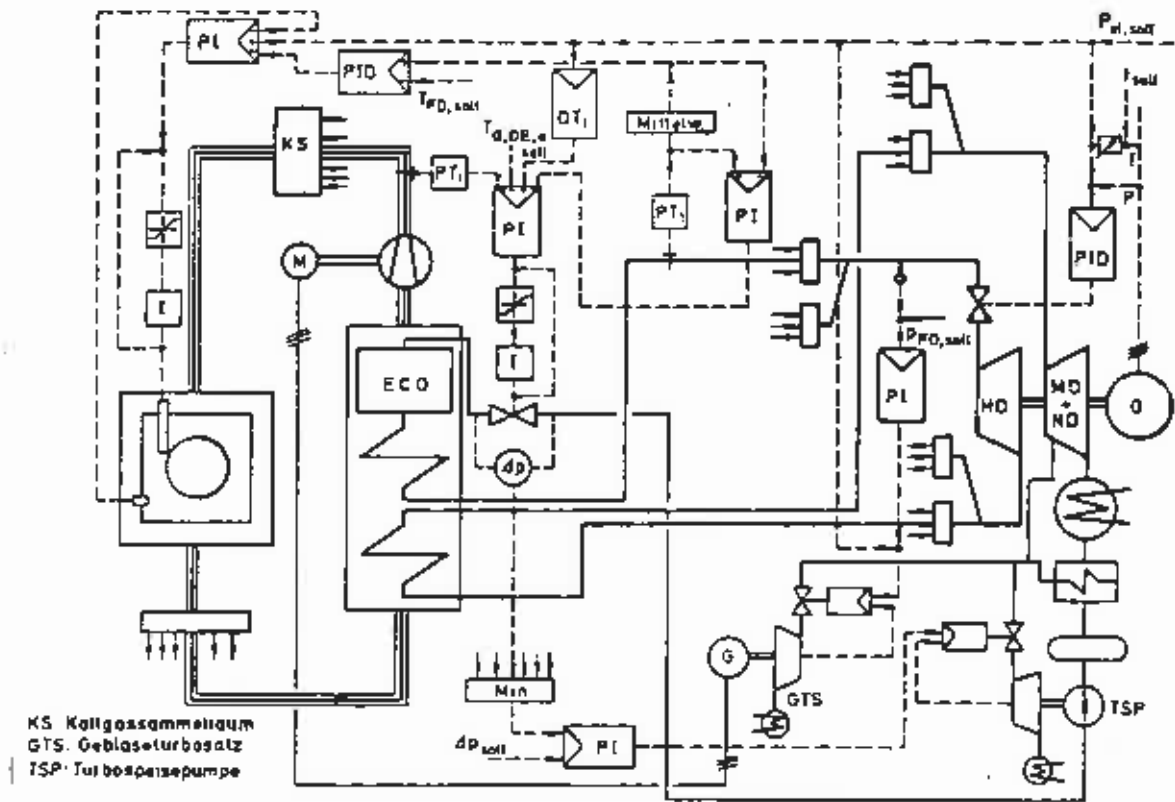


Abb.: 13 Gesamtregelschema THTR

Schnitt durch die Reaktorhalle des THTR-300

- 1 Fundament der Reaktorhalle
- 2 Ringstützwand
- 3 Spannbetondruckbehälter
- 4 R1-Räume
- 5 Dampferzeugerringraum
- 6 Kranbahnträger, Rahmenriegel
- 7 Kranbahnträger, Rahmenriegel
- 8 10-Mp-Drehkran
- 9 100-Mp-Hallenkran
- 10 Ablufschornstein
- 11 Treppenhaus
- 12 Reaktorhilfsgebäude
- 13 Trümmerschutzdecke
- 14 Stabschutzdecke

Section of THTR 300 Reactor Hall

- 1 Reactor Hall Foundation
- 2 Annular Support Wall
- 3 Prestressed Concrete Reactor Vessel
- 4 R 1 Rooms
- 5 Annular Space for Steam Generators
- 6 Crane Gantry Support, Horizontal Frame Member
- 7 Crane Gantry Support, Horizontal Frame Member
- 8 10 Mp Slewing Crane
- 9 100 Mp Reactor Hall Overhead Crane
- 10 Vent Stack
- 11 Staircase
- 12 Reactor Service Building
- 13 Shielding Floor against Missiles
- 14 Rod Protection Ceiling

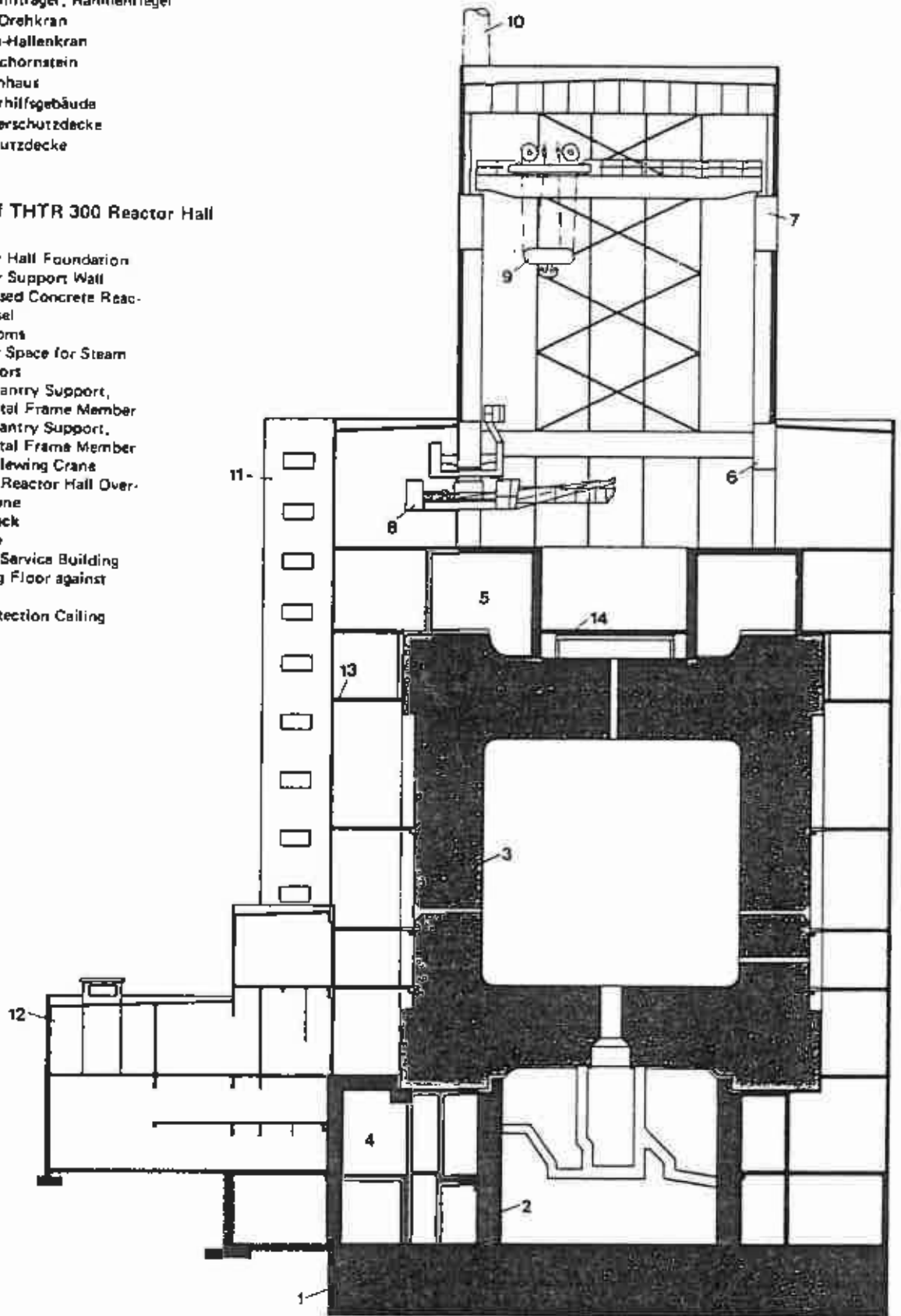
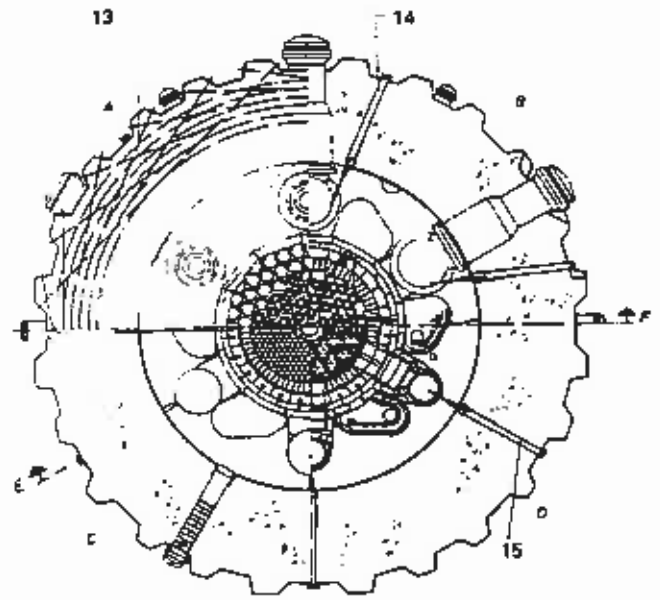
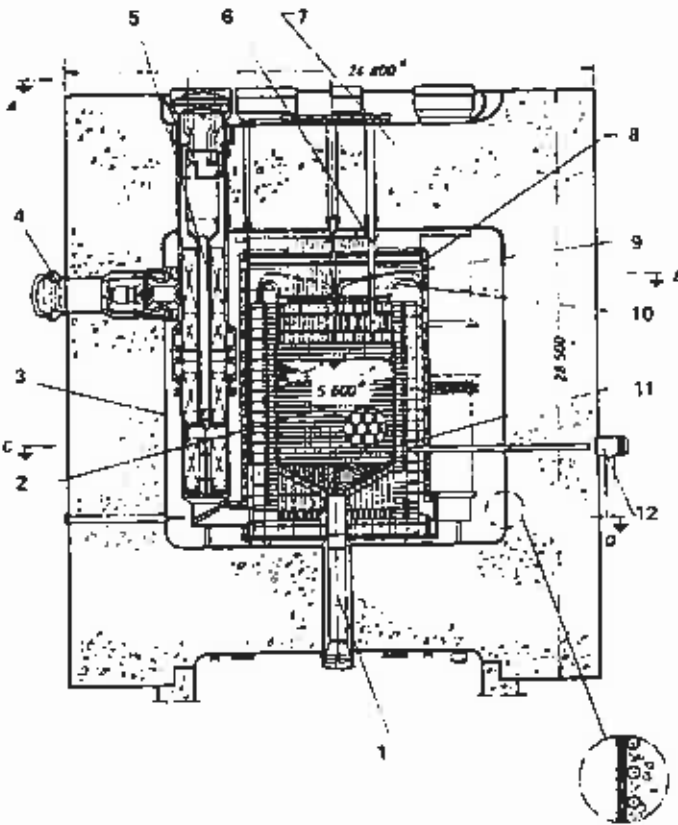


Abb.: 14 Schnitt durch die Reaktorhalle



19 72 49

Schnitt durch den Spannbetonbehälter (SBB)

- 1 = Kugelabzugsrohr
- 2 = Kugelhaufen
- 3 = Liner
- 4 = Gebläse
- 5 = Dampferzeuger
- 6 = Absorberstab
- 7 = Spannbetonbehälter
- 8 = Thermischer Schild
- 9 = Brannelementzuführung
- 10 = Pneumatische Kugelbremse
- 11 = Reflektor
- 12 = Anfahr-Instrumentierung
- 13 = Spannkabel
- 14 = Thermoelement
- 15 = Thermoelement

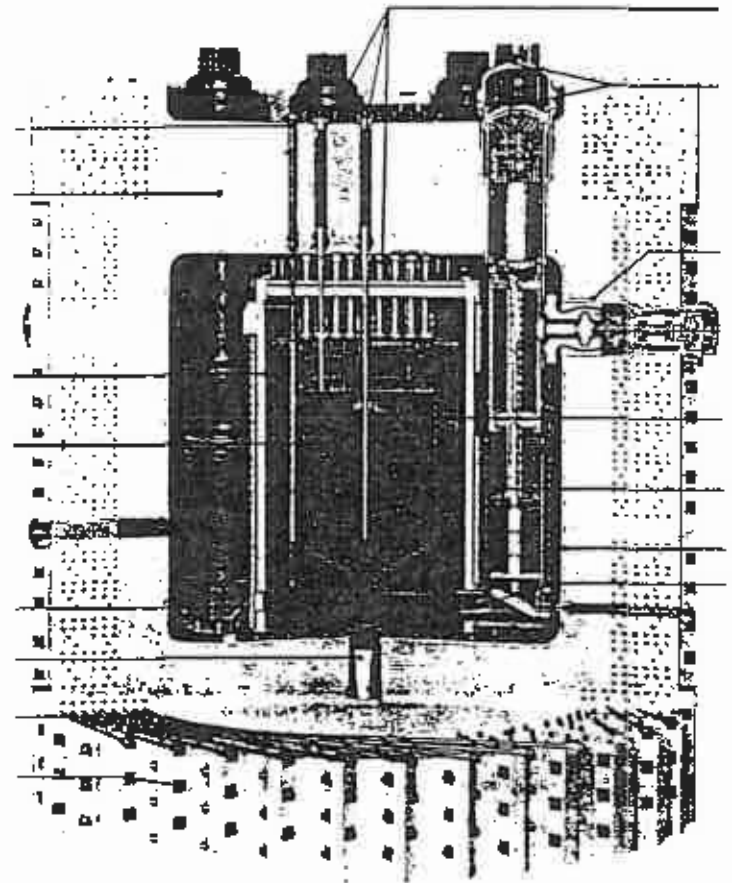


Abb.: 15 Schnitt durch den Spannbetonbehälter (SBB)

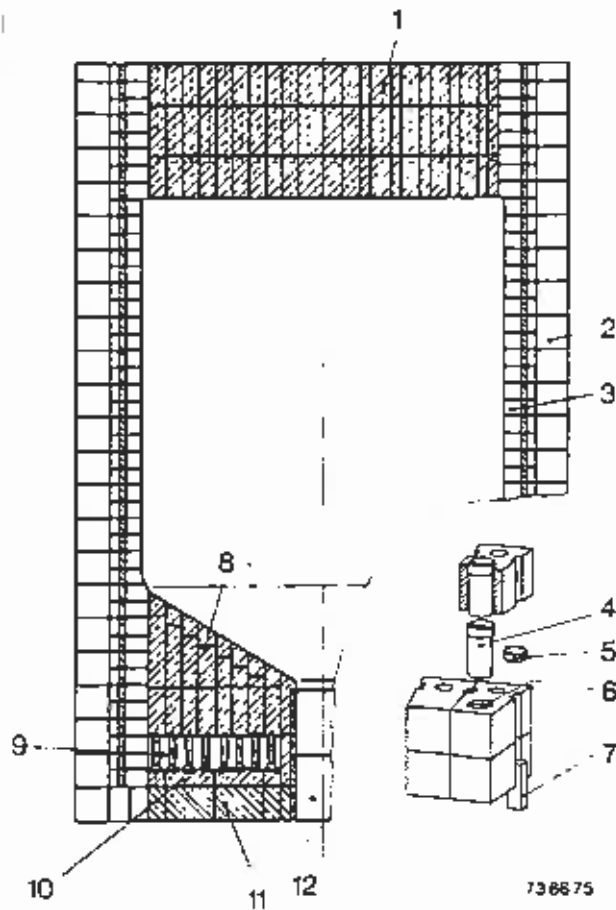


Abb. 1:
Keramische Einbauten

- 1 = Deckenreflektor
- 2 = äußerer Seitenreflektor
- 3 = innerer Seitenreflektor
- 4 = Reflektorstabhülse
- 5 = Dübel
- 6 = Reflektorstabbohrung
- 7 = Keil
- 8 = Bodenreflektor
- 9 = Säulenhalle (Gassammelraum)
- 10 = Graphitlage
- 11 = Kohlesteinlage
- 12 = Kugelabzugsrohr

Fig. 1:
Ceramic Reactor Internals

- 1 = Top Reflector
- 2 = Outer Side Reflector
- 3 = Inner Side Reflector
- 4 = Reflector Rod Sleeve
- 5 = Dowel
- 6 = Reflector Rod Bore Hole
- 7 = Key
- 8 = Bottom Reflector
- 9 = Hot Gas Plenum
- 10 = Graphite Layer
- 11 = Carbon Layer
- 12 = Spheres Withdrawal Tube

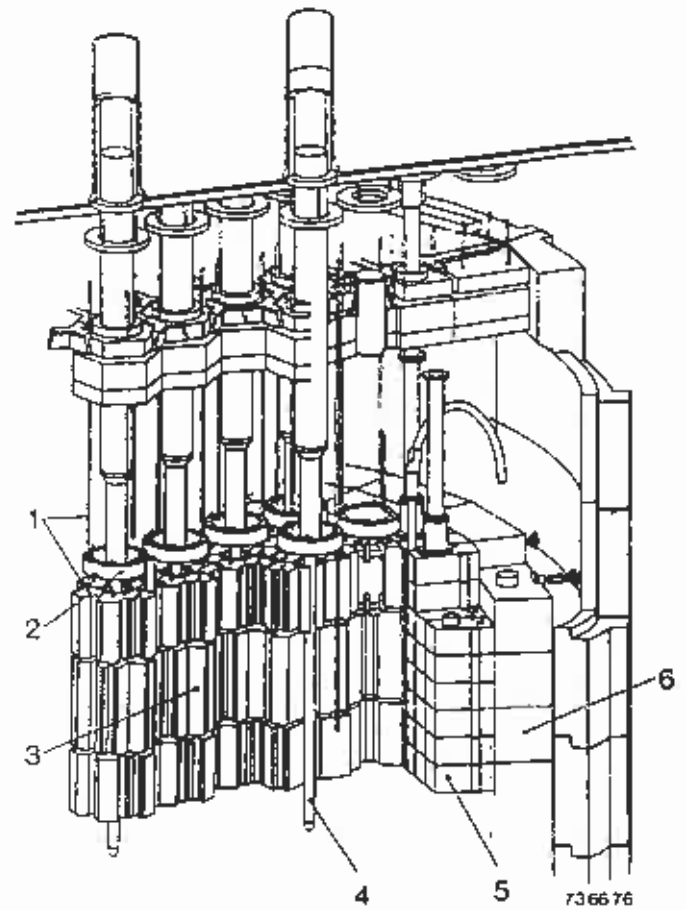


Abb. 2:
Deckenreflektor

- 1 = Zuganker
- 2 = Tragring
- 3 = Deckenreflektor
- 4 = Corestab
- 5 = innerer Seitenreflektor
- 6 = äußerer Seitenreflektor

Fig. 2:
Top Reflector

- 1 = Anchoring Rod
- 2 = Support Ring
- 3 = Top Reflector
- 4 = In-core Rod
- 5 = Inner Side Reflector
- 6 = Outer Side Reflector

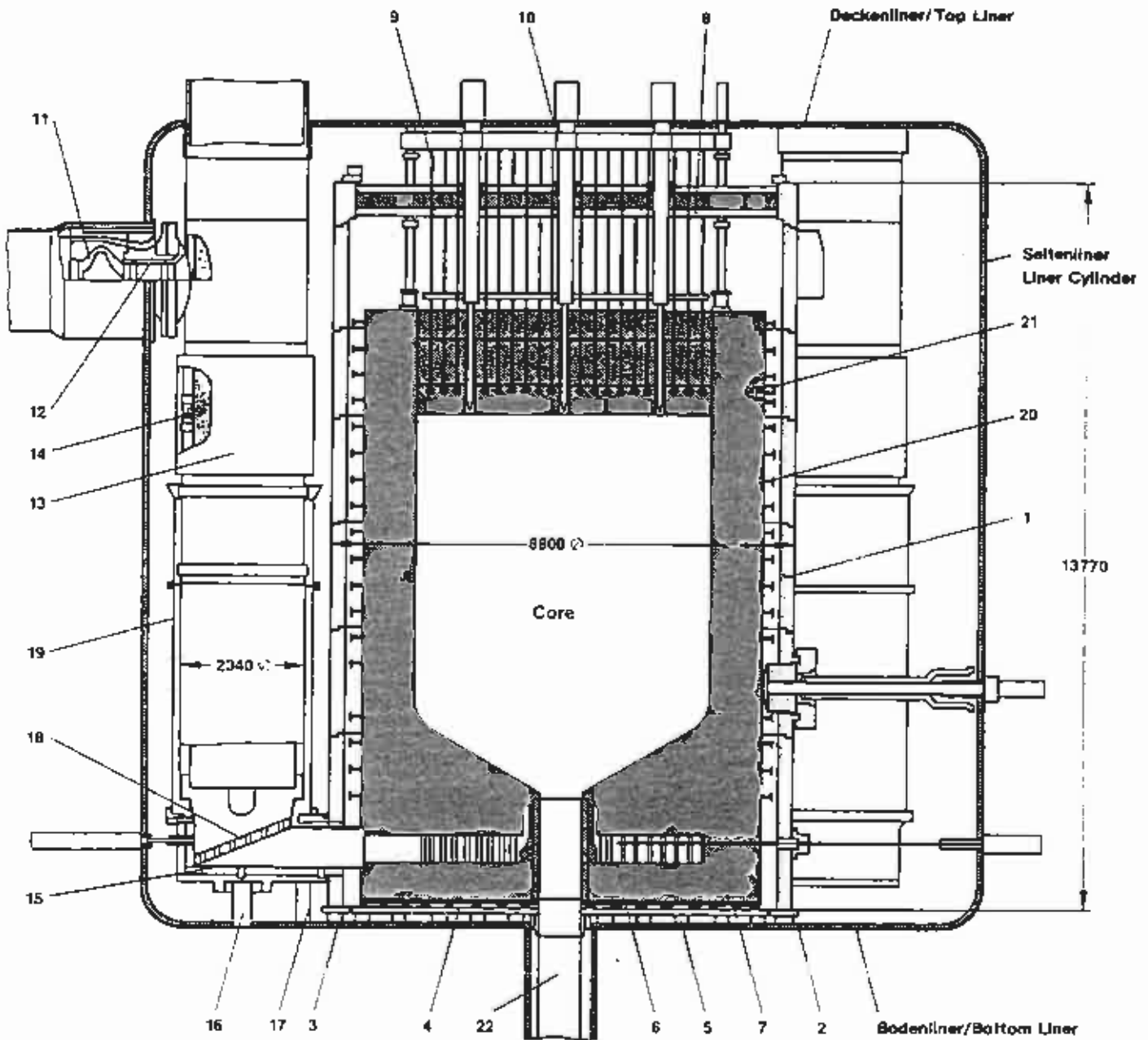


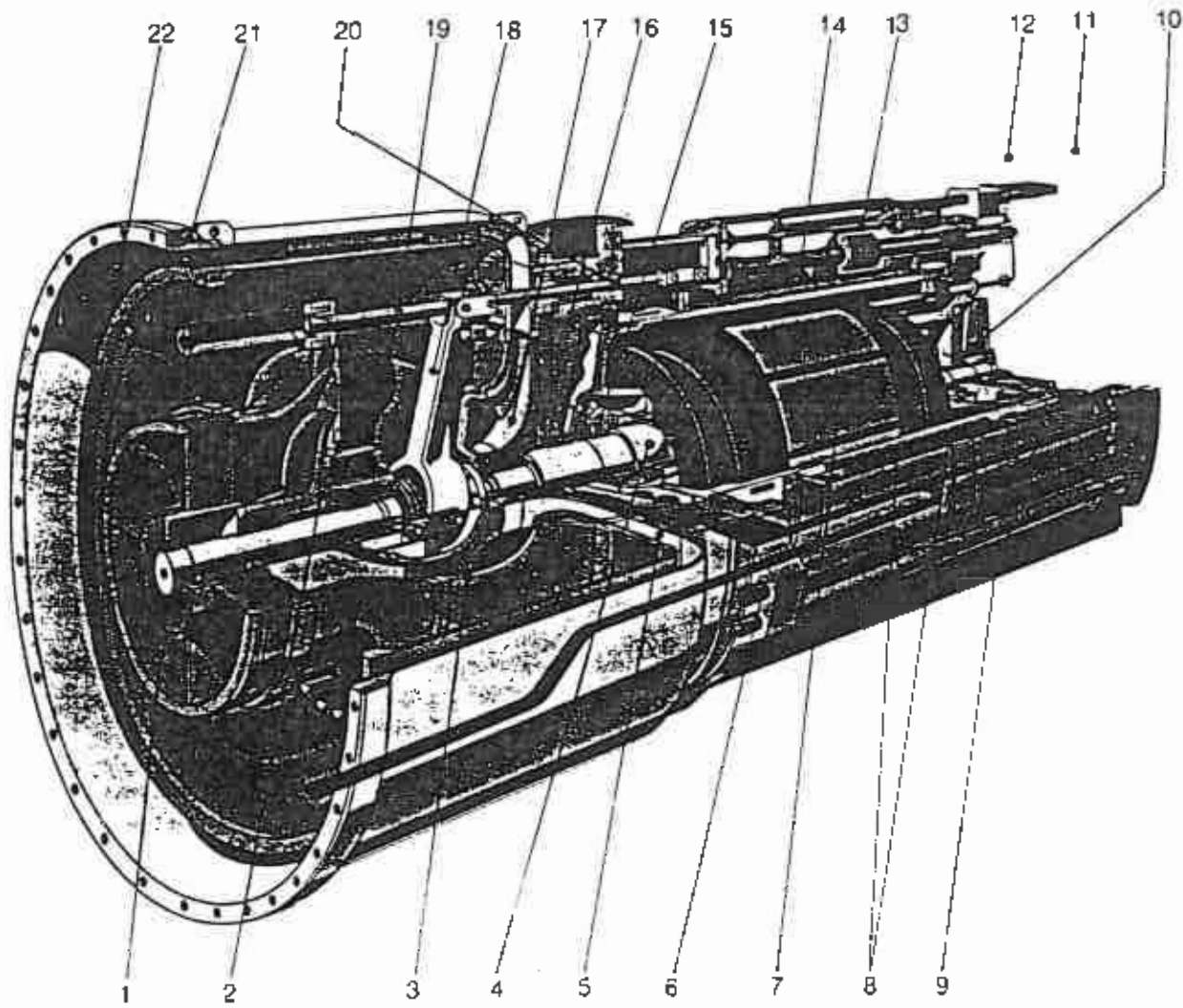
Abb. 1: Die metallischen Einbauten des THTR-300

Fig. 1: THTR - 300 Metal Reactor Internals

- | | |
|----------------------------|--------------------------|
| 1 thermischer Seitenschild | 12 Saugleitungen |
| 2 Bodenplatte | 13 Dampferzeugemantel |
| 3 Doppelrollenlager | 14 Dichtelemente |
| 4 untere Bodenplatte | 15 Heißgaskanal |
| 5 Rollenlager | 16 Fixpunkt |
| 6 Bodenplatten | 17 Doppelrollenlager |
| 7 Doppelrollenlager | 18 Lochplatte |
| 8 thermischer Deckenschild | 19 Kaltgasführungsmantel |
| 9 Zugstangen | 20 Stützbolzen |
| 10 Tragringe | 21 Verdrehsicherungen |
| 11 Gebläseabschirmungen | 22 Kugelabzugsrohr |

- | | |
|-------------------------|--|
| 1 Thermal Side Shield | 13 Steam Generator Metal Sheer Jackets |
| 2 Bottom Plate | 14 Sealing Elements |
| 3 Double Roller Bearing | 15 Hot Gas Duct |
| 4 Lower Bottom Plate | 16 Fixed Point |
| 5 Roller Bearing | 17 Double Roller Bearing |
| 6 Upper Bottom Plates | 18 Perforated Plate |
| 7 Double Roller Bearing | 19 Cold Gas Jacket |
| 8 Thermal Top Shield | 20 Spacer Bolts |
| 9 Anchoring Rods | 21 Protection Devices against Torsion |
| 10 Support Rings | 22 Fuel Element Discharge Pipe |
| 11 Circular Shield | |
| 12 Suction Pipes | |

Abb.: 17 Metallische Einbauten



Kühlgasgebläse-Einschubeinheit

Coolant Gas Circulator, Insertable Module

- 1 Kühlgas-Eintritt
- 2 Gebläse-Absperr und Regelorgan (GAR)
- 3 Sauggehäuse
- 4 Welle
- 5 Diffusor
- 6 Axiale Gebläsebefestigung
- 7 Motor
- 8 Motorkühler I u. II
- 9 Legschlussel
- 10 Lufterrad (Motorkühlung)
- 11 Panzerrohrdeckel

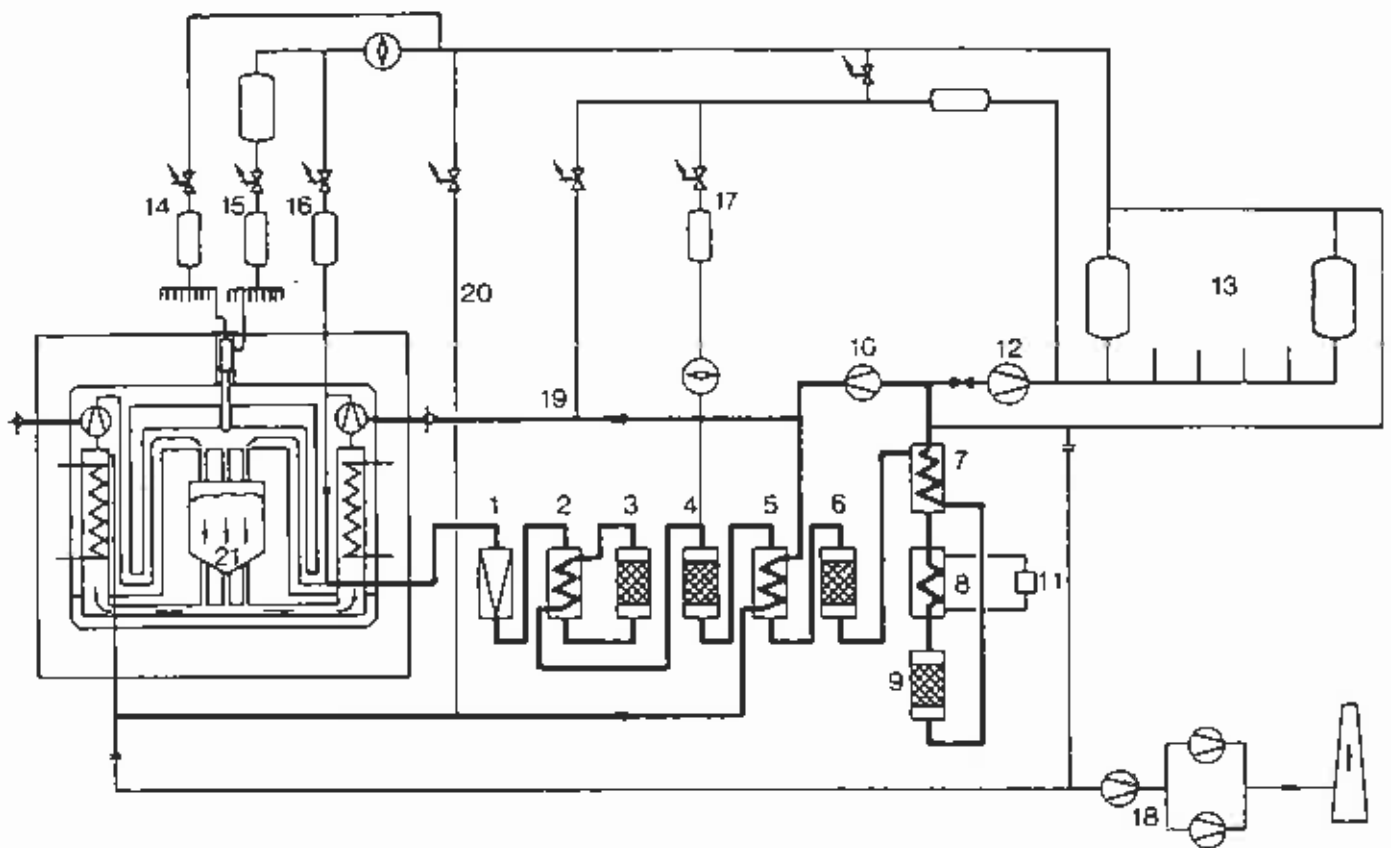
- 12 Panzerrohrflansch
- 13 Stellungsgeber (GAR)
- 14 Hydraulikzylinder (GAR)
- 15 Traglager
- 16 Durchluftbegrenzungswand
- 17 Laufrad $\varnothing 900$ mm
- 18 Hebel für GAR-Beratigung
- 19 Druckfedern (GAR)
- 20 Zugstange (GAR)
- 21 Druckgehäuse
- 22 Kühlgas-Austritt

- 1 Coolant gas inlet
- 2 Circulator shut-off and control valve
- 3 Intake casing
- 4 Shaft
- 5 Diffusor
- 6 Axial fixation of circulator
- 7 Motor
- 8 Motor cooler I and II
- 9 Mounting root
- 10 Ventilator (motor cooling)
- 11 Closure of penetration liner

- 12 Penetration liner flange
- 13 Remote-position indicator
- 14 Hydraulic cylinder
- 15 Angular bearing
- 16 Flow restrictor wall
- 17 Rotor $\varnothing 900$ mm
- 18 Actuating lever for shut-off and control valve
- 19 Pressure springs
- 20 Connecting rods
- 21 Pressure casing
- 22 Coolant gas outlet

Quelle: Konsortium THTR 1971-1985

Abb.: 18 Schnitt durch eine Kühlgasgebläseeinschubeinheit



Blockschaltbild Gaskreisläufe

1. Filter
2. WT-Gruppe 1
3. Verzögerungsadsorber
4. CuO-Katalysator
5. WT-Gruppe 2
6. Molekularsiebadsorber
7. WT-Tiefemperaturanlage
8. LN₂-Verdampfer
9. Tieftemperaturadsorber
10. Rückverdichter
11. N₂-Versorgung
12. Reingas-Kompressor
13. Reingas-Lagerbehälter
14. Steuergas-Kurzhub-Versorgung
15. Steuergas-Langhub-Versorgung
16. NH₃-System
17. Spül- u. Entlastungs-System
18. Vakuumanlage
19. Sperrgas für Hauptgebläse

Block Diagram Gas Circuits

1. Filter
2. Heat exchanger 1
3. Delay adsorber
4. CuO-catalyser
5. Heat exchanger 2
6. Molecular sieve adsorber
7. Heat exchanger of low-temperature facility
8. N₂ - evaporator
9. Low-temperature adsorber
10. Compressor
11. N₂ - supply
12. High-purity helium compressor
13. High-purity helium storage tank
14. Drive gas short-stroke supply
15. Drive gas long-stroke supply
16. NH₃-system
17. Purge and depressurization system
18. Evacuation plant
19. Buffer gas for main circulator

Abb.: 19 Blockschaltbild Gaskreisläufe

Abb.: Dampferzeuger

- 1 kalte Zwischenüberhitzer-Rohre (KZÜ), 11 Systemleitungen
- 2 heiße Zwischenüberhitzer-Rohre (HZÜ), 11 Systemleitungen
- 3 Austritt für Kaltgas-Bypass zur Deckelkühlung
- 4 Dampferzeugerhemd
- 5 Hauptaustrittsöffnung Kühlgas
- 6 Spaisewasserrohre, 40 Systemleitungen
- 7 Durchführung für Instrumente
- 8 Frischdampfrohre, 40 Systemleitungen
- 9 Thermobüchsen
- 10 Dehnungswindungen
- 11 Gabelung der Systemleitung in 2 Heizflächenrohre
- 12 Kernrohr mit Verbindungsleitungen
- 13 gasdichte Durchdringungen
- 14 heiße Zwischenüberhitzer-Untersammler, 11 x 8 Heizflächenrohre
- 15 Zwischenüberhitzer-Bündel
- 16 kalter Zwischenüberhitzer-Untersammler
- 17 Hochdruck-I-Bündel
- 18 Rohrtragplatten
- 19 Hochdruck-II-Bündel
- 20 Zwischenüberhitzer-Rohrtragplatten

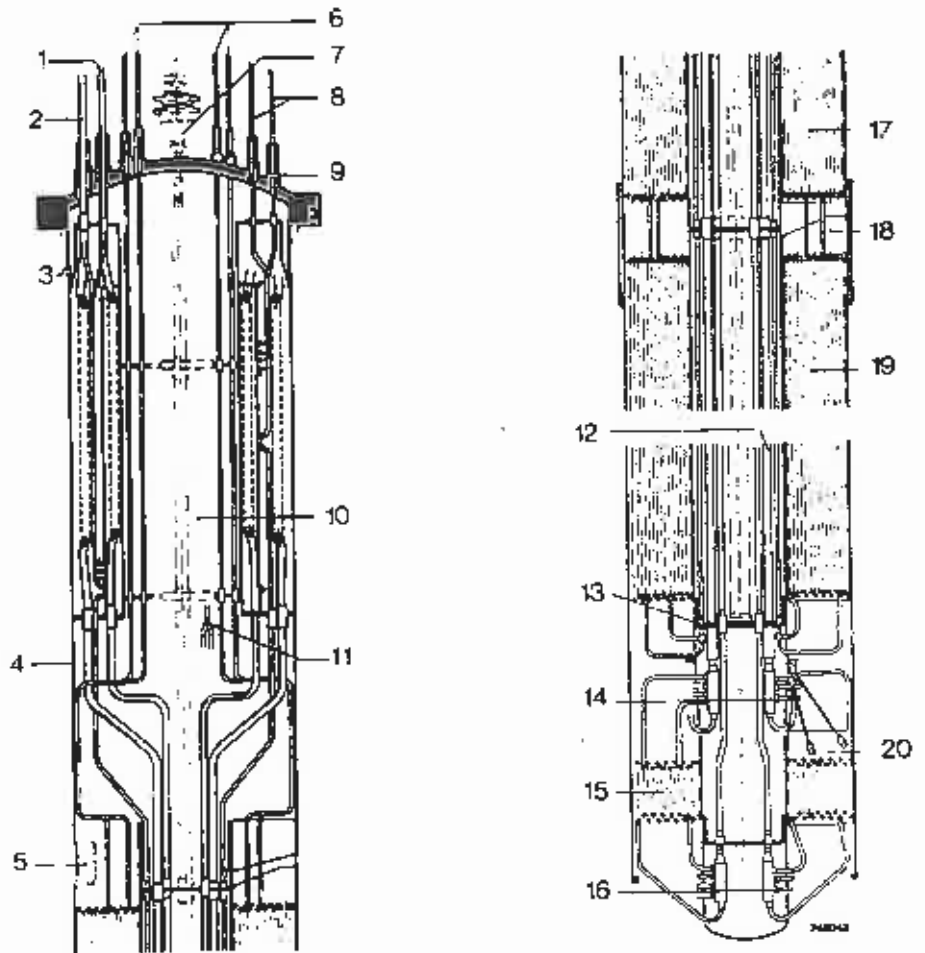


Figure: Steam Generator

- | | |
|--|---|
| 1 Cold reheater tubes 11 system lines | 11 Division of the system line into two heating tubes |
| 2 Hot reheater tubes 11 system lines | 12 Central tube with connection lines |
| 3 Outlet for cold gas bypass for closure cooling | 13 Gas-tight penetrations |
| 4 Steam generator shroud | 14 Hot reheater subheaders 11 x 8 heating tubes |
| 5 Main outlet coolant gas | 15 Reheater bundle |
| 6 Feed water tubes, 40 system lines | 16 Cold reheater subheader |
| 7 Penetration for instrumentation | 17 High-pressure bundle I |
| 8 Live steam tubes, 40 system lines | 18 Perforated spacer plates for tube support |
| 9 Thermosleeves | 19 High-pressure bundle II |
| 10 Compensating module | 20 Perforated spacer plates for reheater tubes |

Abb.: 20 Dampferzeuger

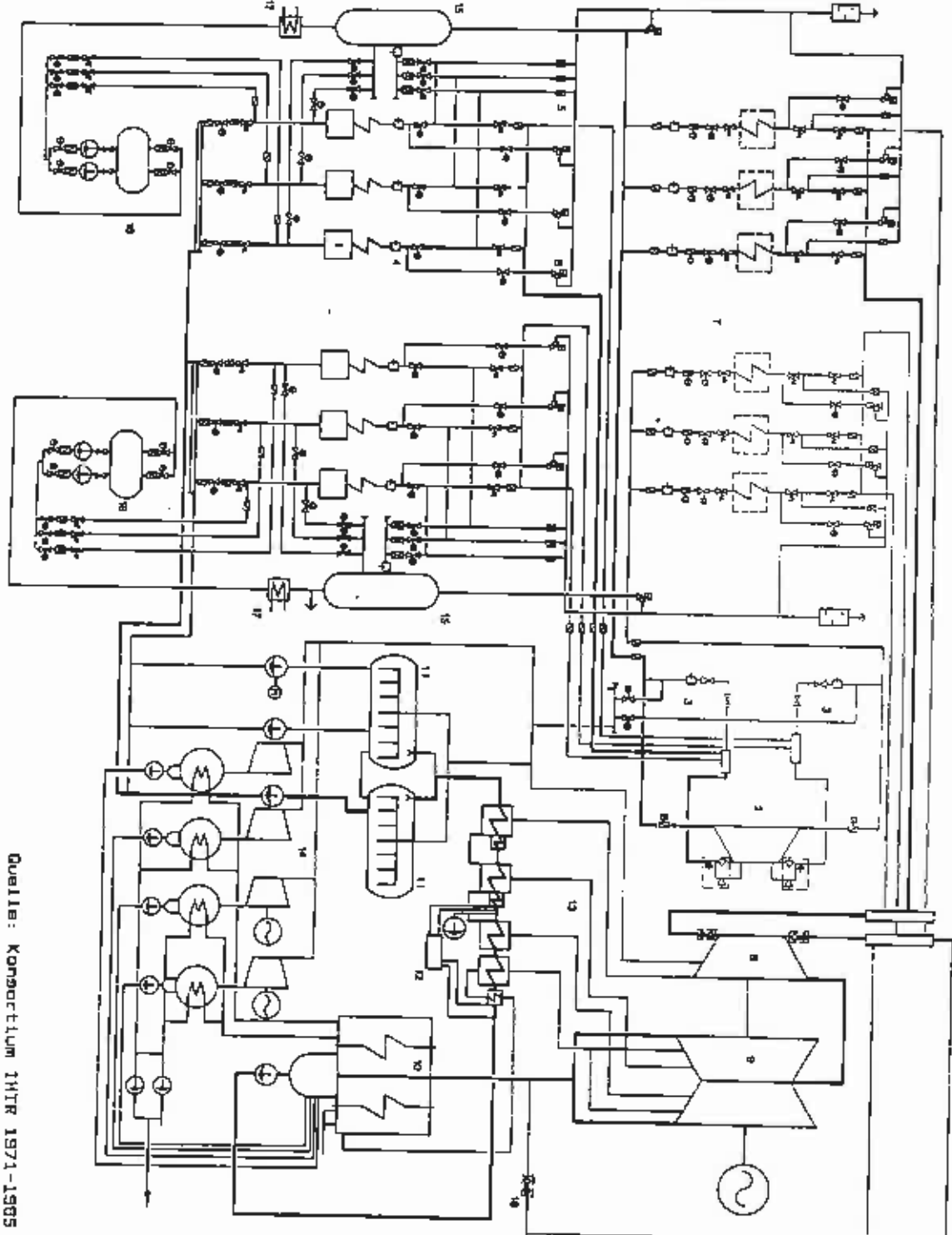
- 1) 10 TWh der Dampfenergie
- 2) 10 TWh der Heizenergie
- 3) 10 Reduzierungs
- 4) Temperatur in den Reaktor
- 5) Temperatur in den Reaktor
- 6) Temperatur in den Reaktor
- 7) 20 Teil der Reaktor
- 8) 100 TWh der Heizenergie
- 9) Temperatur in den Reaktor
- 10) Temperatur in den Reaktor
- 11) Temperatur in den Reaktor
- 12) Temperatur in den Reaktor
- 13) Temperatur in den Reaktor
- 14) Temperatur in den Reaktor
- 15) Temperatur in den Reaktor
- 16) Temperatur in den Reaktor
- 17) Temperatur in den Reaktor
- 18) Temperatur in den Reaktor

Fig. 2: Block Diagram of the Water-Damp Circuit

- 1) 1st section of steam operation
- 2) 2nd section of steam operation
- 3) 3rd section of steam operation
- 4) Reheat section of steam operation
- 5) 1st section of steam operation
- 6) 2nd section of steam operation
- 7) 3rd section of steam operation
- 8) 4th section of steam operation
- 9) 5th section of steam operation
- 10) 6th section of steam operation
- 11) 7th section of steam operation
- 12) 8th section of steam operation
- 13) 9th section of steam operation
- 14) 10th section of steam operation
- 15) 11th section of steam operation
- 16) 12th section of steam operation
- 17) 13th section of steam operation
- 18) 14th section of steam operation

Tab. 1. Hauptdaten der Versuchsanlage

Parameter	Value
Reaktorleistung	300 MW
Reaktorleistung im Versuch	177.8 kW/600°C
Reaktorleistung im Betrieb	44.8 kW/500°C
Reaktorleistung im Betrieb	180 kW
Reaktorleistung im Betrieb	31.720 MW
Reaktorleistung im Betrieb	1 MW, 1 MP, 1 MP, 1 MP
Reaktorleistung im Betrieb	1 MW, 1 MP, 1 MP, 1 MP
Reaktorleistung im Betrieb	1 MW, 1 MP, 1 MP, 1 MP
Reaktorleistung im Betrieb	1 MW, 1 MP, 1 MP, 1 MP
Reaktorleistung im Betrieb	1 MW, 1 MP, 1 MP, 1 MP
Reaktorleistung im Betrieb	1 MW, 1 MP, 1 MP, 1 MP
Reaktorleistung im Betrieb	1 MW, 1 MP, 1 MP, 1 MP



Quelle: Konzeption IHR 1971-1985

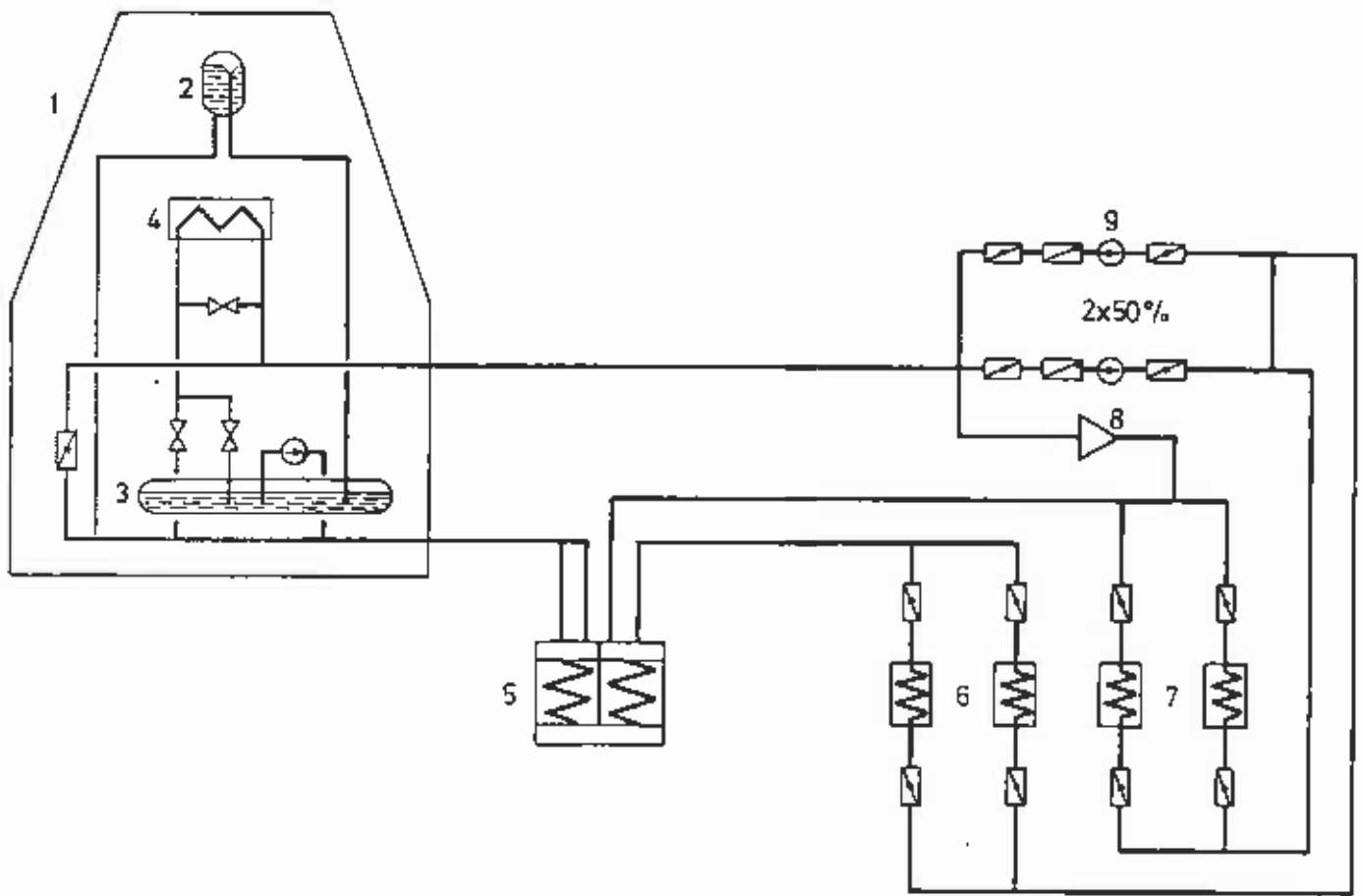


Abb. 1: Blockschaltbild Hauptkühlwassersystem

- 1 Trockenkühlturm
- 2 Hochbehälter
- 3 Tiefbehälter
- 4 Kühlelement
- 5 Kondensator der Hauptturbine
- 6 Kondensator der Speisepumpen-Antriebsturbine
- 7 Kondensator des Gebläseturbosatzes
- 8 Kühlwasserteilstrom-Reinigungsanlage
- 9 Hauptkühlwasserpumpen

Fig. 1: Diagram of Main Cooling Water System

1. Dry-cooling tower
2. High-level tank
3. Underground tank
4. Cooling element
5. Main turbine condenser
6. Condensator of feed pump drive turbine
7. Condensator of circulator turboset
8. Purification plant for partial flow of cooling water
9. Main cooling water pumps

Abb.: 22 Blockschaltbild Hauptkühlwassersystem

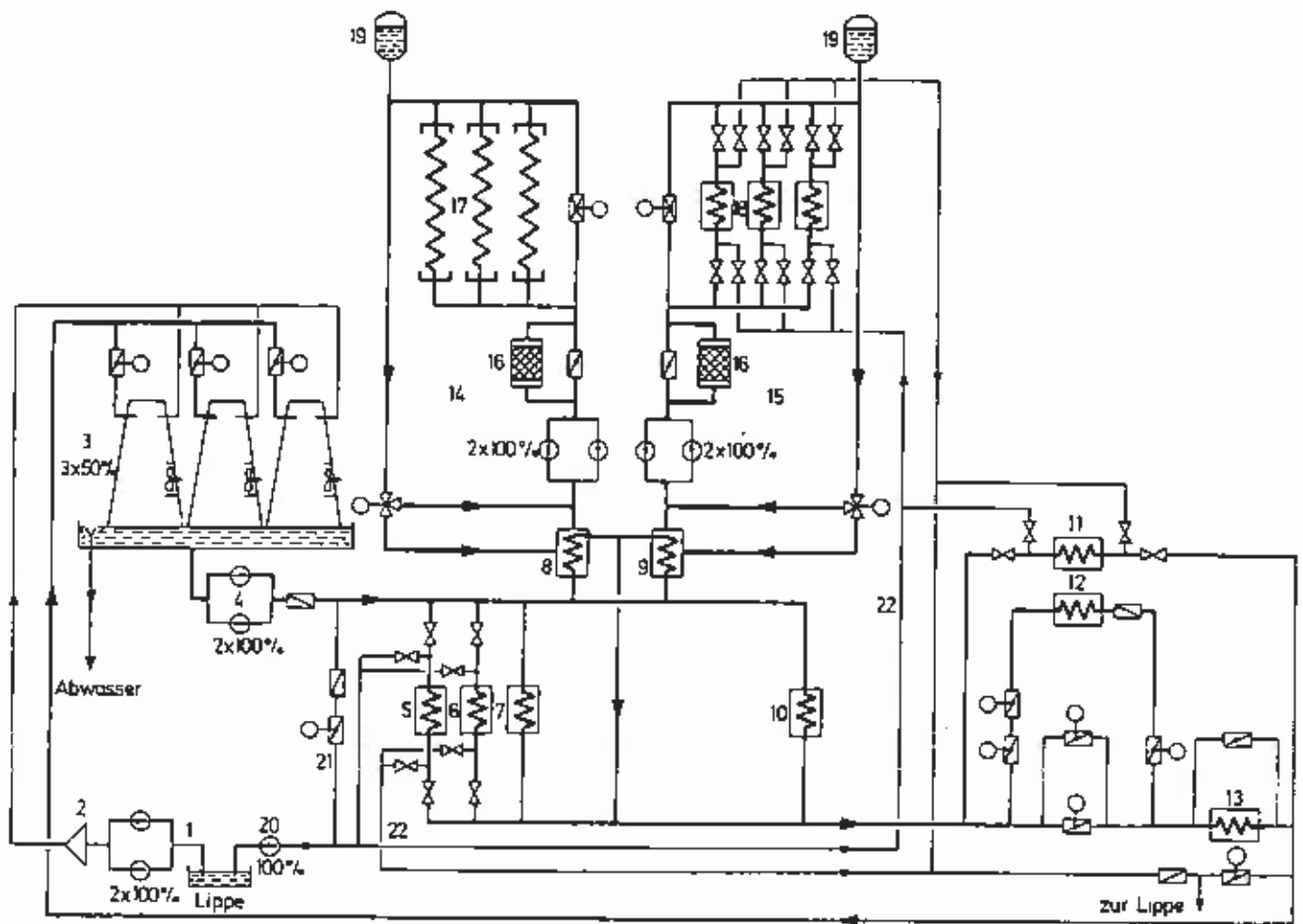


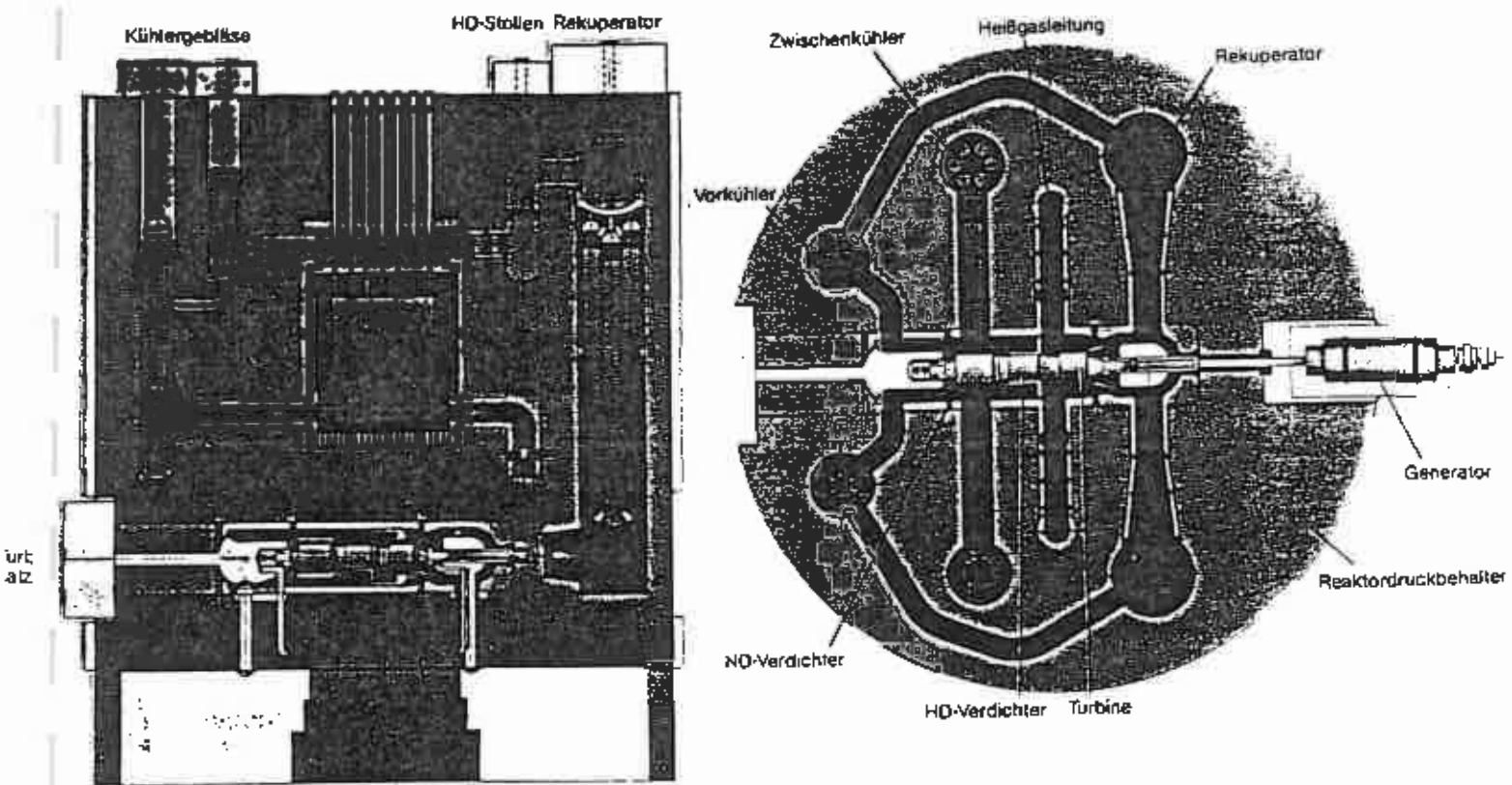
Abb. 2: Blockschaftbild Hilfskühlwassersystem (Teilssystem II)

1. Zusatzwasser
2. Wasseraufbereitung
3. Zellenkühltürme
4. Nebenkühlwasserpumpen
5. Kältemaschinen-Kühler
6. Notstromdiesel-Kühler
7. Kühlung Klima-/Luftkühlanlage
8. Zwischenkühler Liner-System
9. Zwischenkühler Gebläse-System
10. Nichtaktive-Reaktoranlagen-Kühlung
11. Notspeisewasserpumpen
12. Betriebskühlwassersystem
13. NWA-Kühler
14. Liner-Kühlwassersystem II
15. Gebläse-Kühlwassersystem II
16. Feststofffilter
17. Kühlzonen
18. Kühlgasgebläse
19. Ausgleichsbehälter
20. Notkühlwasserpumpe
21. Fremdeinspeisung
22. Notinspeisung

Fig. 2: Diagram of Auxiliary Cooling Water System (Partial System II)

1. Make-up water supply
2. Water treatment
3. Cell-type wet-cooling towers
4. Cooling water pumps of partial system
5. Refrigerating machine coolers
6. Emergency diesel coolers
7. Coolers of air-conditioning plant
8. Intercooler of liner cooling water system
9. Intercooler of circulator cooling water system
10. Coolers of non-active reactor systems
11. Emergency feed water pumps
12. Plant cooling water system
13. Core decay heat removal cooler
14. Liner cooling water system II
15. Circulator cooling water system II
16. Solid matter filter
17. Cooling zones
18. Coolant gas circulators
19. Compensating tank
20. Emergency cooling water pump
21. External feed system
22. Emergency feed system

Abb.: 23 Blockschaftbild Hilfskühlwassersystem



Prinzipschaltung einer HHT-Anlage mit Zwischenkühlung

- R Hochtemperaturreaktor
- Tb Heliumgasturbine
- G Generator
- RWU Rekuperator
- VK Vorkühler
- NDV Niederdruckverdichter
- ZK Zwischenkühler
- HDV Hochdruckverdichter
- KT Kühlturm (Trockenkühlturm)
- KP Kühlwasserpumpe

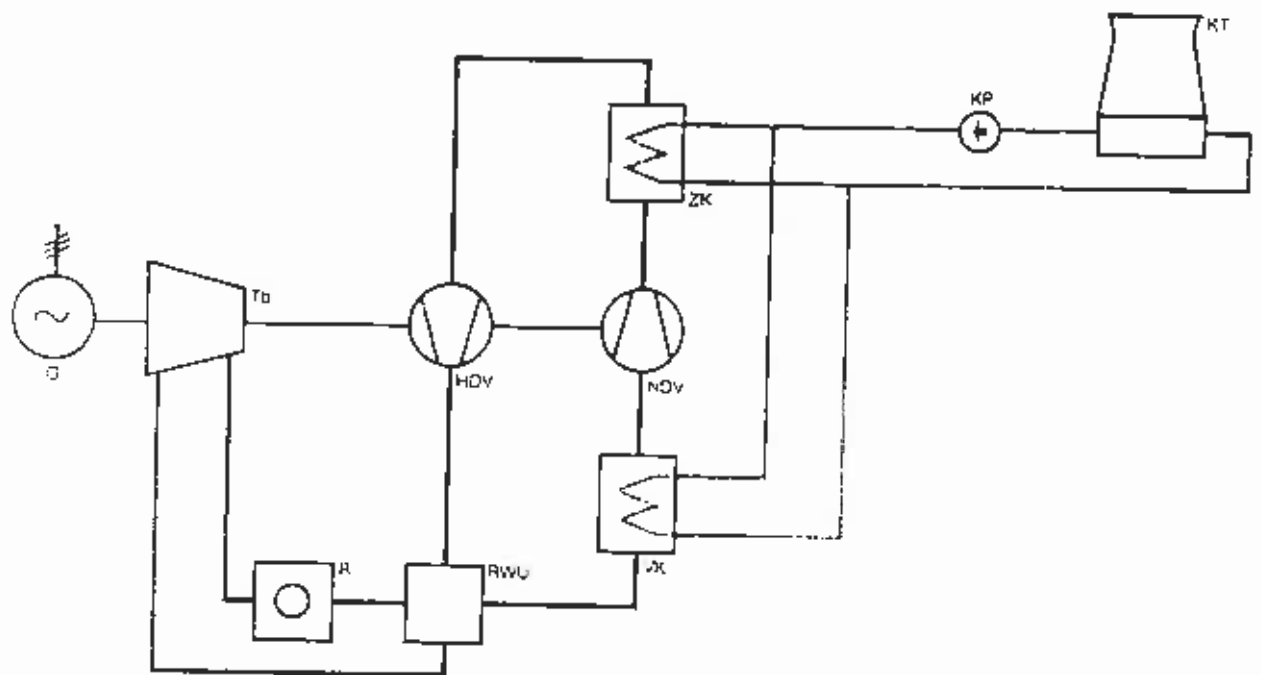


Abb. 24 Konzept einer HHT-Anlage/Heilmittelkreislauf

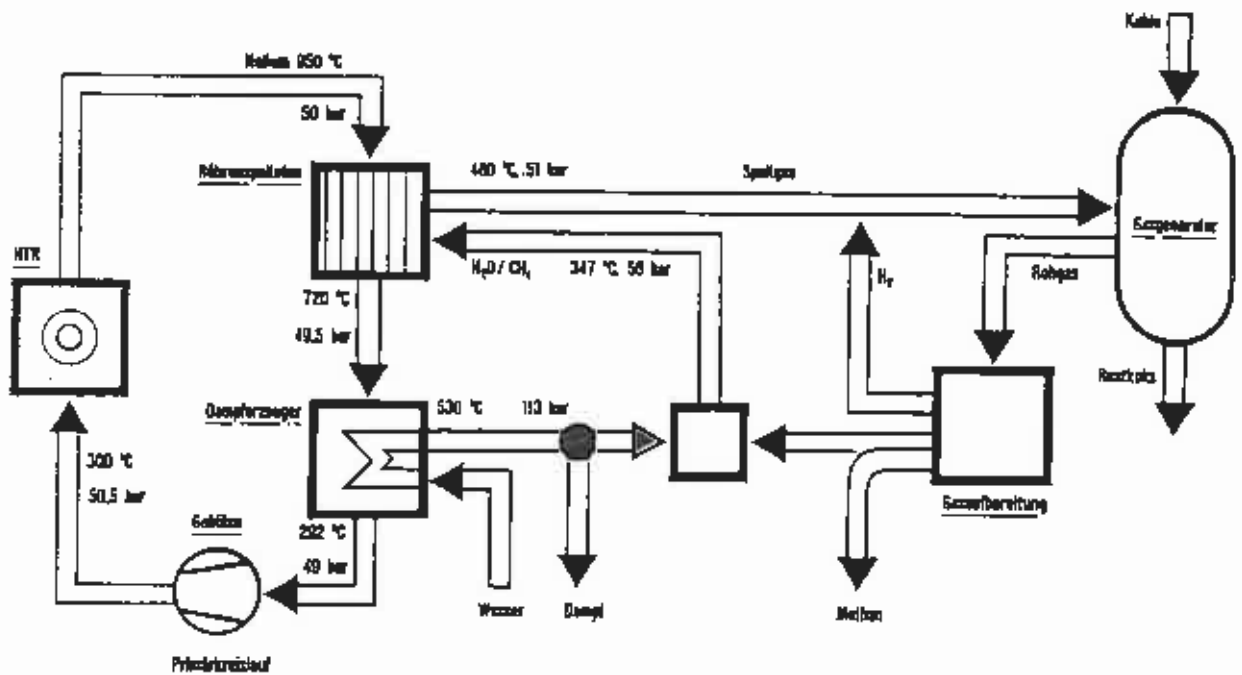


Fig. 1. Vereinfachtes Fließbild eines Hochtemperaturreaktors mit hydrierender Kohlevergasung

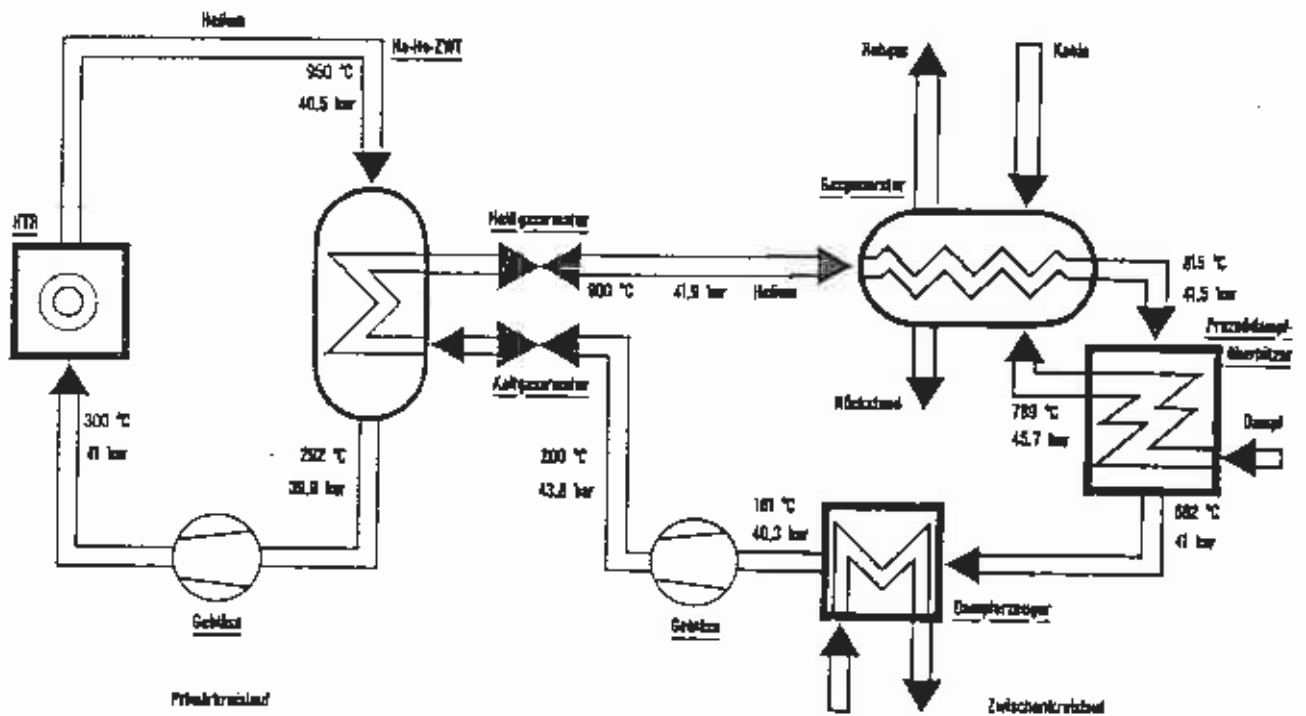


Fig. 2 Vereinfachtes Fließbild eines Hochtemperaturreaktors mit Wasserdampf-Kohlevergasung

Quelle: Harth, Jauring, Mauerberger, Teubner 1985

Abb.: 25 Fließbild eines HTR mit HKV und WKV

NWA
Decay heat
removal system

Reaktorkern
Reactor core

Therm. Schild
Thermal shield

Keramische Einbauten
Ceramic internals

Hilfsgebläse
Auxiliary circulator

Kühlwasserzufuhr
Cooling water inlet

Hauptgebläse
Main circulator

Frischdampf
Live steam

Speisewasser
Feed water

Dampferzeuger
Steam generator

Kühlwasserabfuhr
Cooling water outlet

Kugelabzugsrohr
Fuel element discharge pipe

Ø 25000

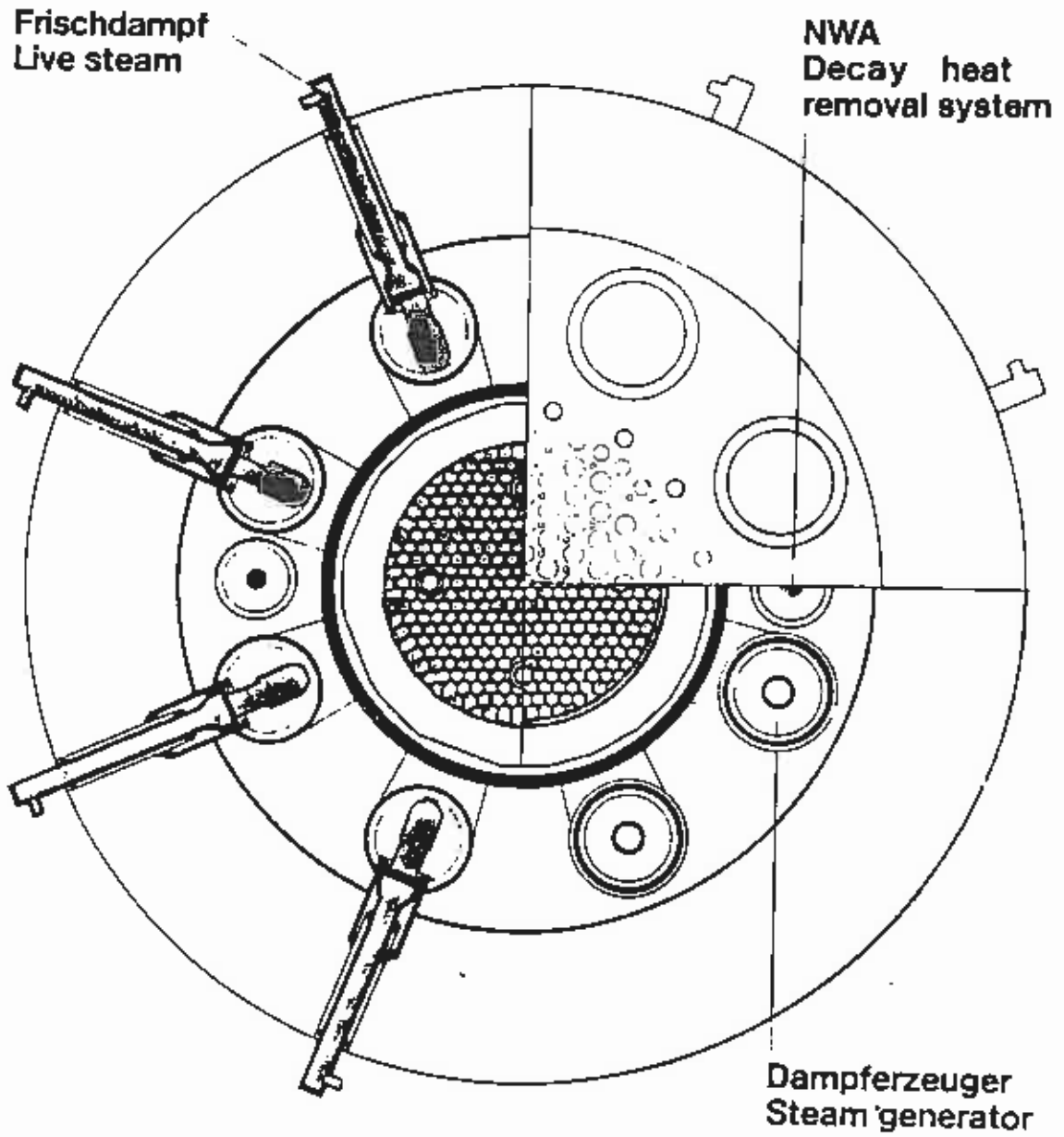
31000

HRB

HTR-500 MW

HTR-500

Quelle: HTR Symposium 1982

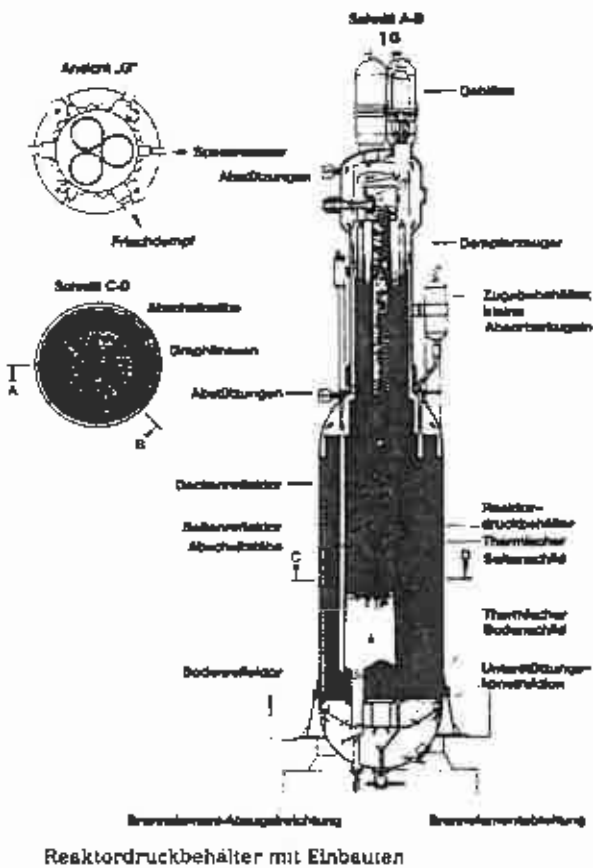


HRB

HTR-500 MW

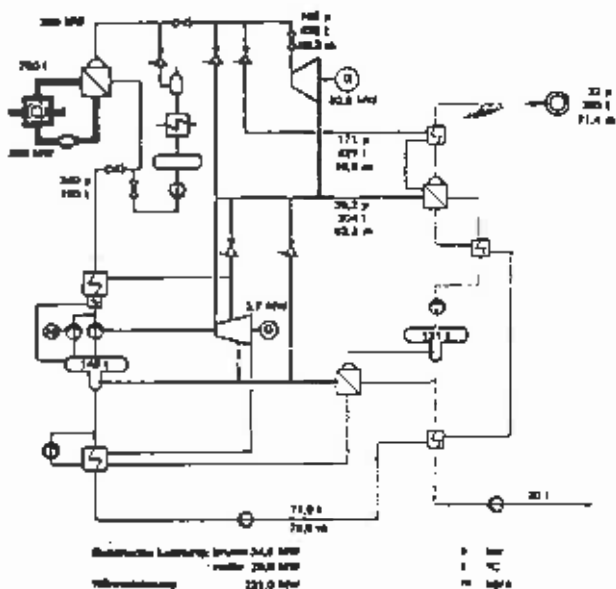
HTR-500

HTR-100, Hauptauslegungsdaten

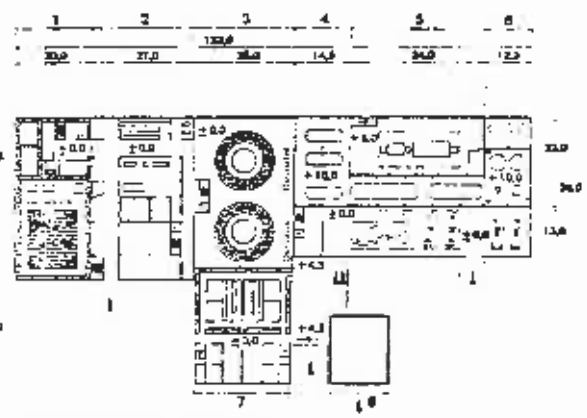


Reaktordruckbehälter mit Einbauten

Gesamtanlage	
Thermische Reaktorleistung, MW _e	256
Eigenbedarfleistung, MW	5,5
Elektrische Netzleistung, MW	29
Wärmeleistung, MW _t	221
Primärkreis	
Anzahl Kernstäbe	3
Systemdruck (Helium), bar	70
Heliumtemperatur (DE-Eintritt), °C	700
Heliumtemperatur (DE-Austritt), °C	250
Sekundärkreis	
Frischdampfdruck (DE-Austritt), bar	190
Frischdampftemperatur (DE-Austritt), °C	530
Speisewassertemperatur, °C	190
Industriedampf	
Dampfdruck, bar	12
Dampf Temperatur, °C	180
Durchsatz, t/h	157
Reaktoranlage	
Reaktoreinbauten	
Kugelaufzugsrohre	4
Reflexorschilde	24
XLAK-Systeme	4
Brennstoffzyklus/Brennelemente	
Beschickungsart	Mehrfachdurchlauf
Brennstoff	Niederdruckhelium
Schwermetalleistung der Brennelemente	
Ersatzkern/Gleichgewichtskern, g	8/16
Anfangsanreicherung	
Ersatzkern/Gleichgewichtskern, %	6/9
Abbrand (Gleichgewichtskern), MW/g	95 000
Ancell Graphitelemente, %	ca. 50
Standard Brennelemente (Gleichgewichtskern, Vollamt), %	2,7
Standard Graphitelemente, A	9
Reaktorkern	
Nichtrele Leistungsdichte, MW/m ³	4,2
Kern Durchmesser, m	1,45
Kernhöhe, m	8
Anzahl Kernzonen	2
Anzahl Betriebszonen	100 000



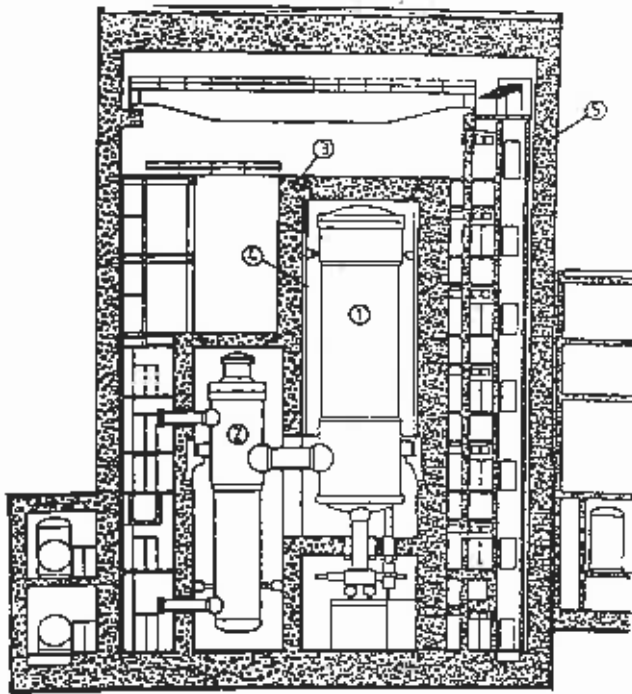
HTR-100-Industrie-Kernkraftwerk, Wärmeschaltung 32 bar, 180°C



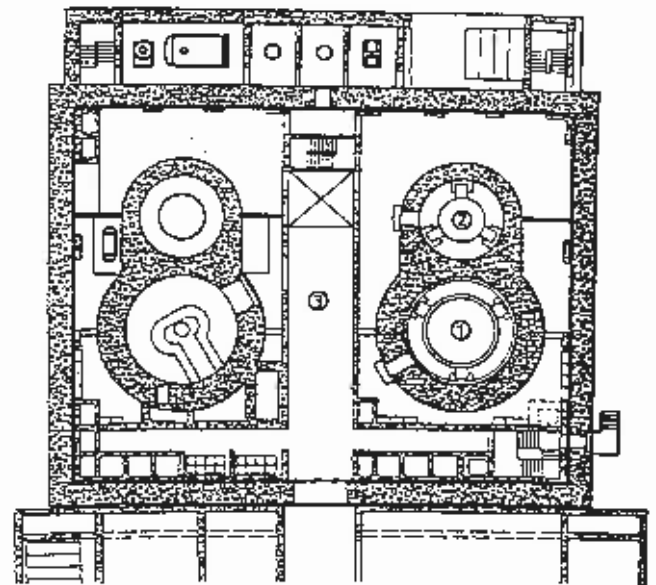
HTR-2x100-Industrie-Kernkraftwerk, Grundriß: 1 Brennelementlager-Gebäude; 2 Reaktorgebäude; 3 Reaktorschutzbauwerk; 4 Nachwärmeeinbauten; 5 Industriedampferlage; 7 Schaltanlage; 8 Wsch- und Zugangsgebäude

Abb.: 2B Konzept des HTR-100 Industriekraftwerks

Quelle: Brandes, Schöning (HRB) 1985



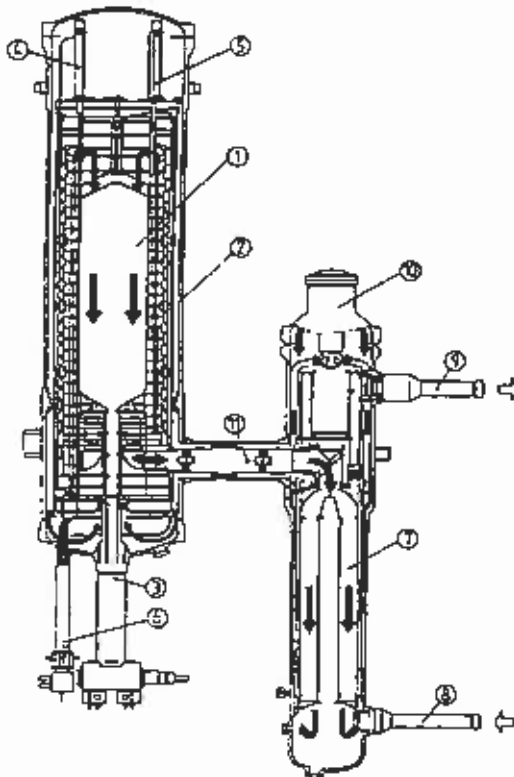
Cross section (vertical) of the reactor building. 1 pressure vessel (core); 2 pressure vessel (steam generator); 3 primary cell; 4 surface cooler; 5 containment



Cross section (horizontal) of the reactor building. 1 pressure vessel (core); 2 pressure vessel (steam generator); 3 service area

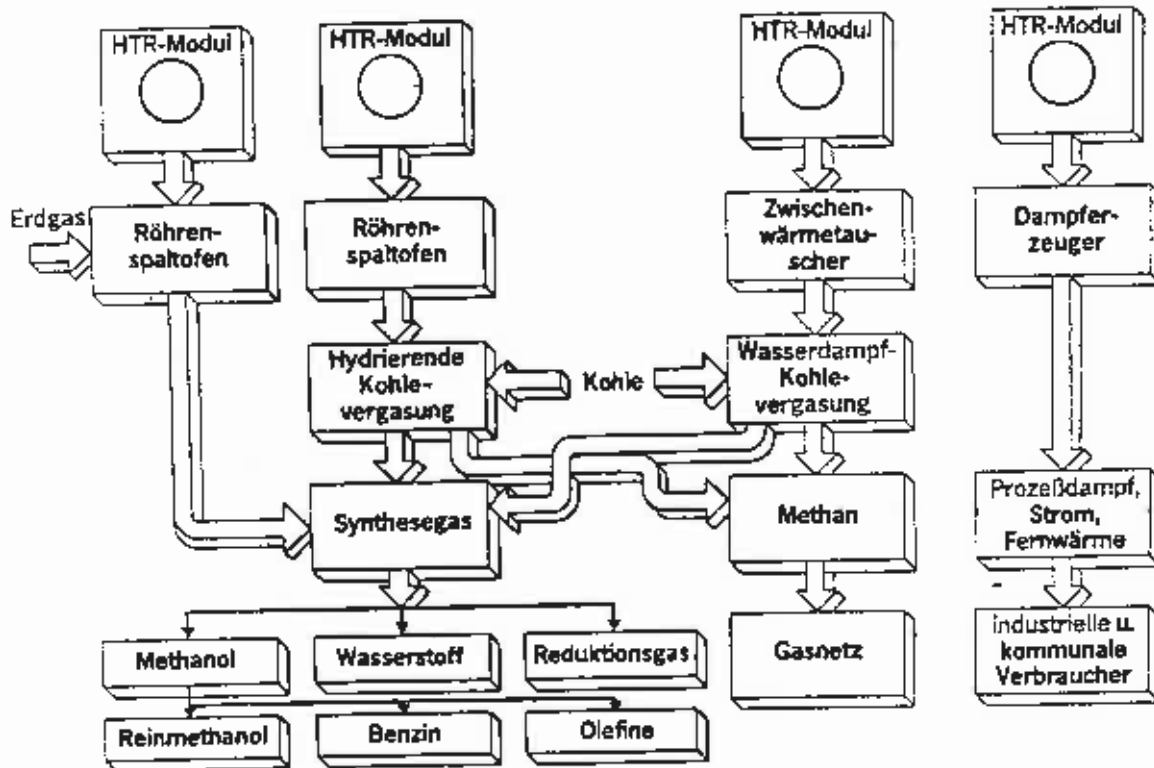
Table: Characteristic data of the HTR-Module

		HTR-MODULE WITH STEAM GENERATOR	HTR-MODULE WITH STEAM REFORMER	HTR-MODULE WITH HEAT-EXCH
THERMAL POWER	MWt	280	170	170
AVERAGE POWER DENSITY	MWt/m ³	2,8	2,35	2,35
CORE HEIGHT	m	5,45	5,45	5,45
CORE DIAMETER	m	3	3	3
HELIUM TEMPERATURE INLET/OUTLET	°C	280/700	300/700	300/700
HELIUM PRESSURE	BAR	10	30 OR 10	10
HELIUM MASS FLOW	KG/S	56,5	56,5	56,5
NUMBER OF FUEL ELEMENTS		30000	30000	30000
FUEL ELEMENT CYCLES		12	18	13
NUMBER OF ADSORBER PAGES		6	6	5
BLANK-BYTES-B (SECONDARY SHUT DOWN SYSTEM)		18	18	18



Primary circuit arrangement and gas-flow of an HTR-Module with steam-generator. 1 pebble bed; 2 pressure vessel; 3 fuel discharge; 4 boronated spheres; 5 reflector rod; 6 fuel loading; 7 steam generator; 8 feedwater line; 9 live steam line to blower; 11, gas duct

Abb.: 29 Konzept des HTR-Modul der KWU/Interatom



Haupteinsatzgebiete des HTR-Modul

Abb.: 30 Einsatzgebiete des HTR-Modul

Technische Daten des AVR Versuchskraftwerkes

(Betriebsdaten per 1976)

Tabelle 5

Allgemeine Auslegungsdaten:

Elektrische Leistung (brutto)	15 MW
elektrischer Eigenbedarf	2 MW
Lastbereich	100 bis 33 %
Kühlungsart	nasse Rückkühlung

Reaktorkern:

thermische Leistung	46 MW
mittlere Leistungsdichte	2,6 MW/m ³
Durchmesser	3 m
mittlere Höhe	2,47 m
Anzahl der Brennelemente	98 000
Heliumdruck	10,9 bar
Heliumeintrittstemperatur	275° C
mittlere Heliumaustrittstemperatur	950° C
Zahl der Absorberstäbe (im Reflektor)	4

Brennelemente: (siehe Tab. 3)

Kugeldurchmesser	6 cm
Brennstoff	U und Th in karbidischer und oxidischer Form, als beschichtete Teilchen
Uran-Einsatz	1 g
Uran-Anreicherung	93 %
Thorium-Einsatz	5 bzw. 10 g
max. Brennstofftemperatur	1134° C
max. Oberflächentemperatur	1076° C

Dampferzeuger

Anzahl	1 unterteilt in 4 Systeme
Art	Zwangsdurchlauf
Spelawassertemperatur	115° C
Temperatur am Überhitzeraustritt	505° C
Dampfdurchsatz	56 t/h

Gebläse

Anzahl	2
Bauart	Radialgebläse, drehzahl geregelt
Drehzahl	400-4400 min ⁻¹
Gasdurchsatz	13 kg/s

Reaktordruckbehälter

besteht aus innerem und äußerem Stahlbehälter	
Durchmesser des inneren Behälters	5,78 m
Wandstärke des inneren Behälters	40 mm
Höhe des inneren Behälters	24,91 m
Auslegungsdruck des inneren Behälters	12,3 bar
Durchmesser des äußeren Behälters	7,6 m
Wandstärke des äußeren Behälters	30 mm
Höhe des äußeren Behälters	26,045 m
Auslegungsdruck für äußeren Behälter	11,8 bar

Schutzbehälter

Material	Feinkornbaustahl
Wandstärke	12 mm
Durchmesser	16 m
Höhe	41,5 m
Auslegungsdruck	3 bar

Turbine

Frischdampfdruck	72 bar
Frischdampf Temperatur	500° C
Drehzahl	3000 min ⁻¹

Quelle: AVR GmbH, HRB GmbH 17.12.1977

Gesellschafter der Arbeitsgemeinschaft Versuchsreaktor (AVR) GmbH
nach dem Stand vom 1. Januar 1977

Stadtwerke Aachen AG

Stadtwerke Bonn

Stadtwerke Bremen AG

Stadtwerke Düsseldorf AG

Stadtwerke Duisburg AG

Stadtwerke Hannover AG

Kommunales Elektrizitätswerk Mark AG, Hagen

Elektrizitätswerk Minden-Ravensberg GmbH, Herford

Stadtwerke Krefeld AG

Stadtwerke Mannheim AG

Stadtwerke München

Wuppertaler Stadtwerke AG

Stadtwerke Würzburg AG

Vorstand der Oberhessischen Versorgungsbetriebe AG, Friedberg

Geschäftsführung der Elektrizitätswerk Wesertal GmbH, Hameln

Vorsitzender des Aufsichtsrates:

Dr.-Ing. Paul Schenk

(Vorsitzender des Vorstandes der Stadtwerke Düsseldorf AG)

Geschäftsführer:

Dr. rer. nat. Chrysanth Marnet

(Vorstandsmitglied der Stadtwerke Düsseldorf AG)

Dr. rer. pol. Peter Hartmann

(Vorstandsmitglied der Kommunales Elektrizitätswerk Mark AG, Hagen)

Hauptaus- legungs- daten

Thermische Coreleistung	750	MJ/s
Elektrische Nettoleistung	296	MW
Daten des Primärteils		
Kemndurchmesser	5,60	m
Kemnhöhe	6,00	m
Anzahl der Brennelementkugeln (im Gleichgewichtskern)	675000	
Volumen der Kugelschüttung	125	m ³
Leistungsdichte	6	MJ/sm ³
Heliumdurchsatz	296,3	kg/s
Heliumtemperatur Austritt Dampferzeuger	250	°C
Heliumtemperatur Eintritt Dampferzeuger	750	°C
Mittlerer Betriebsdruck des Heliums	39	bar
Brennelementdurchmesser	6	cm
Schwermetalleinsatz	0,96	g U-235 (93% angereichert)
	10,2	g TH-232
Anzahl der Kernstäbe	42	
Anzahl der Reflektorstäbe	36	
Anzahl der Kühlgasbebläse	6	
Anzahl der Dampferzeuger	6	
Abmessungen des Spannbetonbehälters:		
Lichter Durchmesser	15,90	m
Lichte Höhe	15,30	m
Wandstärke des zyl. Teils	4,45	m
Wandstärke des Bodens	5,10	m
Wandstärke der Decke	5,10	m
Betriebsdruck	39	bar
Prüfdruck	46	bar
Daten des Sekundärteils		
Turbine:		
Frischdampfmenge	930	t/h
Frischdampf-Druck/-Temperatur	177,5	bar/530° C
H-ZÜ-Dampf-Druck/-Temperatur	46,5	bar/530° C
Speisewasserendtemperatur	180	°C
Vakuum/Kühlwassertemperatur		0,0685 bar/26,5° C
Kühlwassermenge	31720	m ³ /h
Bauform		1 HD-, 1 MD-, 1 ND- Gehäuse ND-Teil doppelflutig
Anzahl der Anzapfungen	5	
Generator:		
Nennwirkleistung	307,5	MW
Nennscheinleistung	410	MVA
Klemmenspannung	21	KV
Frequenz	50	Hz
Bauform		2polig
Kühlung des Rotors		Wasserstoff
Kühlung der Statorwicklung		Wasser
Naturzug-Trockenkühlturm:		
Kühlwassermenge	31720	m ³ /h
Kaltwassertemperatur	26,5	°C
Speisepumpensätze:		
Anzahl	3x50	%
Leistung	je 5,3	MW
Antriebe	1	E-Motor,
	2	Turbinen

Tabelle: 3

Hauptauslegungsdaten des THTR

Quelle: Konsortium THTR

Tabelle 4: Hauptauslegungsdaten HTR-500

Thermische Reaktorleistung	1.250 MW
elektrische Nettoleistung	500 MW
Wirkungsgrad	40 %
mittlere Arbeitsverfügbarkeit	80 %
mittlere Leistungsdichte im Kern	6,0 MW/m ³
Primärgasdruck	47 bar
Heißgastemperatur	700° C
Kaltgastemperatur	280° C
Frischdampfdruck vor Turbine	180 bar
Frischdampf Temperatur vor Turbine	525° C
Speisewassertemperatur	200° C
Kondensatordruck	0,06 bar

Quelle: HTR Symposium 1982