

KfK 3172  
Juni 1981

# Möglichkeiten der Fernwärmeversorgung durch das Kernkraftwerk Philippsburg

H. Gallenberger, K. Grabenstätter, R. Knierim  
Projektbereich Mehrzweckforschungsreaktor

**Kernforschungszentrum Karlsruhe**



KERNFORSCHUNGSZENTRUM KARLSRUHE  
PROJEKTBEREICH MEHRZWECKFORSCHUNGSREAKTOR

KfK 3172

MÖGLICHKEITEN DER FERNWÄRMEVERSORGUNG  
DURCH DAS KERNKRAFTWERK PHILIPPSBURG

H. Gallenberger  
K. Grabenstätter  
R. Knierim \*

\* KRAFTANLAGEN AG. HEIDELBERG

Als Manuskript vervielfältigt  
Für diesen Bericht behalten wir uns alle Rechte vor

Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH  
ISSN 0303-4003

## Kurzfassung

Aufgabe dieser vom Kreisplanungsamt des Landratsamtes Karlsruhe veranlaßten Studie ist, zu untersuchen, ob und ggf. unter welchen Bedingungen die Versorgung des südlich von Philippsburg liegenden Raumes mit Wärme aus dem Kernkraftwerk Philippsburg (KKP) wirtschaftlich möglich ist. Die Studie kommt unter Zugrundelegung von 4 Heiznetzmodellen zu folgendem grundsätzlichen Ergebnis:

- Ein Wärmepreis zwischen 100 und 110 DM/MWh für den Verbraucher bei der Wärmeauskopplung (Kraft-Wärme-Kopplung/"Heiße Schiene") aus KKP ist kostendeckend
- Der kostendeckende Wärmepreis für den Verbraucher bei der Nutzung der Abwärme aus KKP ("Kalte Schiene") liegt zwischen 170 und 180 DM/MWh
- Der Wärmepreis für die Öl-befeuerte Haus-Zentralheizung liegt zwischen 100 und 120 DM/MWh.

Da sich die Kosten der Wärme aus der Kraft-Wärme-Kopplung heute schon im Bereich der Wärmekosten für die Öl-befeuerte Haus-Zentralheizung bewegen und die Kosten für Wärme aus Öl, Gas und Kohle gegenüber denen für Wärme aus Kernkraftwerken im kommenden Jahrzehnt noch stärker steigen werden, erscheint die Weiterverfolgung des Fernheizkonzeptes schon aus wirtschaftlicher Sicht als sinnvoll und geboten. Die mit diesem Konzept verbundenen ökologischen und verfügbarkeitstechnischen Vorteile stützen diese Folgerung.

## Possibilities of District Heat Supply from the Philippsburg Nuclear Power Station

---

### Abstract

It is the objective of this study sponsored by the District Planning Bureau of the Karlsruhe District Office to examine whether and, in the affirmative, under which conditions the supply of heat from the Philippsburg Nuclear Power Station (KKP) to the region south of Philippsburg will be feasible economically. Based on four models of heating networks, the study reaches the conclusions below:

- A cost of heat between DM 100 and DM 110 per MWh for the consumer in case of heat extraction (combined heat and power generation/high temperature system) will be a break-even cost.
- The break-even cost for heat to be paid by the consumer in case the waste heat from KKP is utilized (low temperature system) will lie between DM 170 and DM 180 per MWh.
- The cost of heat for oil-fired residential central heating systems lies between DM 100 and DM 120 per MWh.

Since already today the cost of heat from cogeneration comes close to the cost of heat for oil-fired residential central heating systems and the cost of heat from oil, gas and coal will increase to an even higher extent in the coming decade as compared with the cost of heat from nuclear power stations, adherence to the concept of district heating seems to be reasonable and necessary under economic aspects already. The advantages in terms of ecology and availability validate this conclusion.

## INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. Begriffs- und Zeichenerklärung	1
2. Vorwort	3
3. Aufgabenstellung	5
4. Ziel der Untersuchung	6
5. Zur Verfügung stehendes Datenmaterial	6
6. Voraussetzungen	6
7. Für die Fernwärmeversorgung in Frage kommendes Gebiet	7
8. Untersuchte Modellvarianten	8
8.1 Modell I	8
8.2 Modell II	8
8.3 Modell III	8
8.4 Modell IV	9
9. Ermittlung der Wärmebedarfsdaten	9
9.1 Einwohnerzahlen	10
9.2 Bruttogeschoßflächen	10
9.3 Gesamt-Wärmebedarf	10
9.4 Anschlußwert für die Fernwärme	11
9.5 Wärmehöchstlast	11
10. Rohrtrassen	11
10.1 Allgemeines	11
10.2 Trassenverlauf	12
11. Wärmeversorgung nach dem System "Heiße Schiene" (Kraft-Wärme-Kopplung)	13
11.1 Beschreibung des Versorgungssystems "Heiße Schiene"	13
11.2 Aufteilung der Wärmelieferung auf Grund- und Spitzenlast	14
11.3 Aufbau und Dimensionierung der Versorgungsleitungen	16
11.4 Investitionen	16
11.4.1 Auskopplungsanlage	16
11.4.2 Spitzenlastanlage	17
11.4.3 Transportleitungen	17
11.4.4 Übergabestation und Unterverteilung bis zu den Einzelabnehmern	17
11.5 Jahreskosten	17
11.5.1 Kapitaldienst und Instandhaltung	18
11.5.2 Stromerlösausfall-Vergütung	18

11.5.3	<i>Kosten für Brennstoffe</i>	18
11.5.4	<i>Stromkosten</i>	19
11.5.5	<i>Betriebskosten</i>	19
11.6	<i>Wärmepreis für das Gesamt-Versorgungssystem</i>	19
12.	<i>Alternativen</i>	20
12.1	<i>Wärmeversorgung nach dem System "Kalte Schiene"</i>	20
12.1.1	<i>Beschreibung des Versorgungssystems "Kalte Schiene"</i>	20
12.1.2	<i>Aufteilung der Wärmelieferung auf Grund- und Spitzenlast</i>	21
12.1.3	<i>Aufbau und Dimensionierung der Versorgungsleitungen</i>	21
12.1.4	<i>Investitionen</i>	22
12.1.5	<i>Jahreskosten</i>	22
12.1.6	<i>Wärmepreis für das Gesamt-Versorgungssystem</i>	23
12.2	<i>Haus-Zentralheizung</i>	24
13.	<i>Zusammenfassung und Wertung der Ergebnisse</i>	25
14.	<i>Anhang</i>	31
14.1	<i>Quellenangaben</i>	31
14.2	<i>Tabellen 1 - 14</i>	32
14.3	<i>Abbildungen 1 - 12</i>	49



1. Begriffs- und Zeichenerklärung

In dieser Studie werden verschiedentlich Begriffe, Kurzzeichen und Dimensionsbezeichnungen verwendet, die folgendes bedeuten:

Kurzzeichen/Begriff

Bedeutung

Organisations-Einheiten

EVU	Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmen
KKP	Kernkraftwerk Philippsburg
KfK	Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH
KAH AG	Kraftanlagen AG Heidelberg
VDI	Verein Deutscher Ingenieure

Technische Begriffe

Heizöl S	Schweres Heizöl
Heizöl EL	Leichtes Heizöl ( <u>extra leicht</u> )
Brutto-Geschoßfläche	Gesamt-Geschoßfläche einschließlich Innenwände
Vollast-Benutzungsstunde	Stunde als Betriebszeitraum bei voller Leistung der Heizanlage entsprechend Grundlast und/oder Spitzenlast
Grundlast	Heizleistung, die vom Hauptwärmelieferer (in der Studie KKP) bereitgestellt wird
Spitzenlast	Heizleistung, die vom Zusatzwärmelieferer (in der Studie fossil beheiztes Heizwerk) bereitgestellt wird

Dimension-Einheiten

1 MW (Megawatt)	1000 Kilowatt (kW) = Leistungseinheit
1 MWh (Megawattstunde)	1000 Kilowattstunden = Arbeitseinheit
1 MW <sub>th</sub>	1 MW thermische Leistung
1 MW <sub>e</sub>	1 MW elektrische Leistung
1 W (Watt)	1000 W = 1 kW
1 W/E	1 Watt je Einwohner
1 KJ	Kilojoule, 1KJ=0,239 kcal (Kilokalorien) = 0,278 Wh (Watt-Stunden)
Hu	Unterer Heizwert

<i>1 mm WS</i>	<i>Millimeter Wassersäule</i>
<i>1 bar</i>	<i>ca. 1 kp/cm<sup>2</sup> (bei Messung von Drücken)</i>
<i>PN</i>	<i>Druckstufe für innenbeanspruchte Systeme in Maßeinheit bar</i>
<i>1 t (Tonne)</i>	<i>1000 kp</i>
<i>1 h</i>	<i>1 Stunde</i>
<i>1 a</i>	<i>1 Jahr</i>

## 2. Vorwort

Die zunehmende Verknappung und damit Verteuerung fossiler Energieträger rückt den Gesichtspunkt rationalerer Nutzung vorhandener Ressourcen mehr und mehr in den Mittelpunkt der Planung und Auslegung von Energieerzeugungs- und Verteilungssystemen. Dabei kommt der Substitution von Öl, Kohle und Gas durch alternative Energieträger, wie z.B. Kern- oder Umweltenergie, bei der Bereitstellung neuer Erzeugungsanlagen steigende Bedeutung zu.

Verstärkte Anstrengungen richten sich aber auch auf die möglichst effiziente Ausnutzung der erzeugten Energie. Gerade in diesem Zusammenhang gewinnt die bereits über Jahrzehnte erprobte Technik der Wärmeauskopplung aus Stromerzeugungsprozessen in neuem Maße an Beachtung, bietet sich damit doch die Möglichkeit, den Gesamtwirkungsgrad eines Kraftwerkes je nach Höhe des Auskopplungsanteiles zu verbessern und damit die eingesetzte Primärenergie wirtschaftlicher zu nutzen. Die damit verbundenen Kostenentlastungen beim Wärmepreis für den Verbraucher werden um so höher ausfallen, je kürzer die Entfernung des Verbrauchers vom Erzeuger und je höher die Siedlungsdichte des an die Fernwärmeleitung angebotenen Versorgungsgebietes ist. Hier boten sich für die Fernwärmeversorgung bislang in erster Linie städtische Ballungsgebiete in relativ kurzer Entfernung vom Kraftwerk an.

Die Wirtschaftlichkeit einer Fernwärmeversorgung orientiert sich im wesentlichen an den Wärmekosten aus alternativen Angeboten beim Verbraucher. Hier wird - insbesondere vor dem Hintergrund der immer weiter steigenden Kosten für Wärme aus fossilen Quellen und deren höchst unwirtschaftlichem Einsatz in Kleinf Feuerungen - auch die Versorgung von weniger dicht besiedelten Gebieten und/oder Gebieten in größerer Entfernung vom Kraftwerk zunehmend interessanter. Bisher galt eine Entfernung des Verbrauchers vom Erzeuger von etwa 20 km bei relativ hoher Besiede-

lungsdichte als allgemeine Grenze für die Wirtschaftlichkeit einer Fernwärmeversorgung. Neuere Überlegungen jedoch rücken bereits größere Entfernungen in den Blickpunkt des Interesses.

Darüber hinaus sind allerorts auch Untersuchungen darüber im Gange, inwieweit für die Fernwärmeversorgung das enorme Abwärmepotential aus Kraftwerken wirtschaftlich eingesetzt werden könnte. Hier bestehen wegen des niedrigen Temperaturniveaus der Abwärme einerseits, der geforderten Temperaturen auf der Verbraucherseite andererseits und des dadurch bedingten relativ hohen Energieaufwandes für Wärmepumpen und Zusatzheizungen zur weiteren Hebung der Temperatur auf das Anforderungsniveau allgemein noch deutliche Vorbehalte. Aber auch hier können weitere Kostenanstiege bei den klassischen Wärmeträgern einen raschen Wandel der Szene herbeiführen. Grundsätzlich sollte die Planung von Wärmeversorgungskonzepten von den längerfristigen Perspektiven des sich voraussichtlich stets weiter in Richtung Verknappung und Verteuerung nicht regenerierbarer Energieträger entwickelnden Wärmemarktes ausgehen. Das bedeutet, daß heute noch unwirtschaftliche Fernwärmeversorgungsvorhaben bereits in wenigen Jahren beim Vergleich mit den heute üblichen Versorgungsalternativen die Schwelle der Wirtschaftlichkeit überschritten haben könnten.

Unabhängig von allen Wirtschaftlichkeitsüberlegungen bringt die Fernwärmeversorgung eine nicht unerhebliche ökologische Entlastung, da hierdurch in den versorgten Gebieten auf den Einsatz der Schadstoff-intensiven Einzelheizungen verzichtet werden kann. Dieser Effekt wird durch den Einsatz von Kernenergie noch erhöht.

Seit Anfang 1978 ist eine nukleare Fernwärmeversorgung im Kernforschungszentrum Karlsruhe (KfK) in Betrieb. Hierbei wird das KfK mit Wärme aus dem Mehrzweckforschungsreaktor (MZFR) auf dem Wege einer Kraft-Wärme-Kopplung mit Wärme bis zu einer Wärmeleistung von  $20 \text{ MW}_{\text{th}}$  versorgt. Im Verbund mit dem vorhandenen Öl-beheizten Heizwerk des KfK wird hier

ein Betrieb demonstriert, der bei einem jährlichen Gesamt-Wärmebedarf des KfK von rd. 500.000 GJ in den letzten Jahren jährliche Öleinsparungen bis zu 10.000 t und finanzielle Vorteile gegenüber reiner Versorgung mit Ölwärme von nahezu 1 Mio DM je Jahr bei hoher Verfügbarkeit ergeben hat. Auch hat sich gezeigt, daß - wenn auch die Erfahrungen am MZFR nicht unbedingt auf jedes Kraftwerk anwendbar sind - die Nachrüstung einer Auskopplungsanlage an einem bestehenden Kraftwerk mit diskutablen Aufwand möglich ist. Neu an diesem Projekt ist, daß die Wärme aus einem Kernkraftwerk ausgekoppelt wird. Wärmeauskopplung aus fossil beheizten Kraftwerken sowie Wärmetransport und -verteilung über weite Strecken ist eine bereits seit Jahrzehnten angewandte und heute ausgereifte Technik.

### 3. Aufgabenstellung

Das Landratsamt Karlsruhe / Kreisplanungsamt hat die Kernforschungszentrum Karlsruhe GmbH gebeten, zu untersuchen, ob und ggf. unter welchen Bedingungen die Stadt Bruchsal und / bzw. nördlich von Bruchsal liegende Gemeinden mit Fernwärme aus dem Kernkraftwerk Philippsburg (KKP) versorgt werden können. Dabei sollen sinnvoll erscheinende Anbindungsvarianten unter dem Gesichtspunkt technischer Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit, Kapitaleinsatz und möglichem terminlichen Ablauf übersichtlich untersucht werden.

4. Ziel der Untersuchung

Ziel der Untersuchung ist die Bereitstellung einer technisch/wirtschaftlichen Entscheidungshilfe für das weitere Vorgehen hinsichtlich eines geeigneten Wärmeversorgungskonzeptes auf der Basis der Wärembereitstellung durch KKP. Dabei sollen die Möglichkeiten einer *K r a f t - W ä r m e - K o p p l u n g* ("*H e i ß e S c h i e n e*") und alternativ auch die *N u t z u n g* des *A b w ä r m e p o t e n t i a l s* ("*K a l t e S c h i e n e*") aus den Kondensatorkreisläufen des Kernkraftwerkes betrachtet werden.

5. Zur Verfügung stehendes Datenmaterial

Für die Untersuchung hat das Kreisplanungsamt das dort verfügbare Zahlen- und Kartenmaterial übergeben. Darüber hinaus erforderliche Daten wurden über spezielle Fragebögen von den in die Betrachtung einbezogenen Gemeinden beschafft. Die außerdem von KfK angesprochenen *s t a t i s t i - s c h e n L a n d e s ä m t e r B a d e n - W ü r t t e m b e r g* und *R h e i n l a n d P f a l z* stellten umfangreiches Material über Bevölkerungs- und Siedlungsentwicklung in den Versorgungsgebieten zur Verfügung.

6. Voraussetzungen

Grundlage der Untersuchung auf der Verbraucherseite sind Wärmebedarfsdaten, die sich aus Angaben der in die Untersuchung einbezogenen Gemeinden über zu versorgende Geschoßflächen und die Siedlungsentwicklung ergeben. Diese Daten wurden mit bekannten statistischen Zahlen verglichen und - wo nötig - mit diesen abgestimmt.

Im Verlauf der Studie wurden praktikable Versorgungsgebiete zusammengestellt. Es wurde versucht, deren leitungstechnische Anbindung an KKP zu konzipieren. Die Untersuchung berücksichtigt die voraussichtliche Entwicklung dieser Versorgungsgebiete bis zum Jahre 1994.

Den bei einer Begehung der Versorgungsgebiete vorgefundenen jeweiligen örtlichen und räumlichen Verhältnissen wurde durch die Wahl der evtl. für die Rohrtrassen in Frage kommenden Strecken weitestmöglich Rechnung getragen.

Für die Wärmelieferungsseite ist vorausgesetzt, daß die jeweils erforderlichen Wärmemengen entsprechend dem zeitlichen Bedarfsprofil von KKP bereitgestellt werden können. Dies wäre aber für den Ausführungsfall noch konkreter zu definieren. Auch ist vorausgesetzt, daß die technischen Möglichkeiten sowohl für eine Wärmeauskopplung aus dem Turbinenprozeß als auch für eine Wärmeentnahme aus den Kondensatorkreisläufen bei KKP gegeben sind. Dies müßte im Rahmen einer anderen Studie durch den Betreiber noch näher untersucht werden.

#### 7. Für die Fernwärmeversorgung in Frage kommendes Gebiet

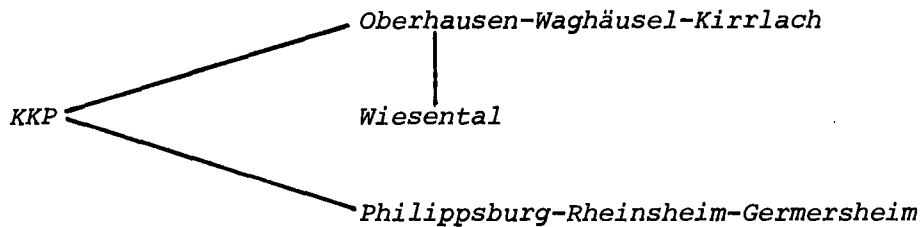
Die Festlegung des der Untersuchung zugrunde zu legenden Gebietes ergibt sich im wesentlichen aus der Aufgabenstellung des Kreisplanungsamtes. Danach geht es prinzipiell um die Siedlungsräume um Philippsburg herum sowie die in südlicher Richtung - einschließlich Bruchsal - liegenden Ortschaften.

Mitbestimmend für diese Festlegung sind die topografischen Verhältnisse, da diese die Konzeption der Transportleitung, die Anzahl erforderlicher Druckerhöhungsstationen und damit die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme beeinflussen.

Im folgenden werden vier Modelle untersucht, die sich durch die Länge der Transportleitung und das Potential der angeschlossenen Verbraucher voneinander unterscheiden. Grundlage dieser Modelle ist, möglichst hohe Verbraucherpotentiale an möglichst kurze Transportleitungen anzubinden.

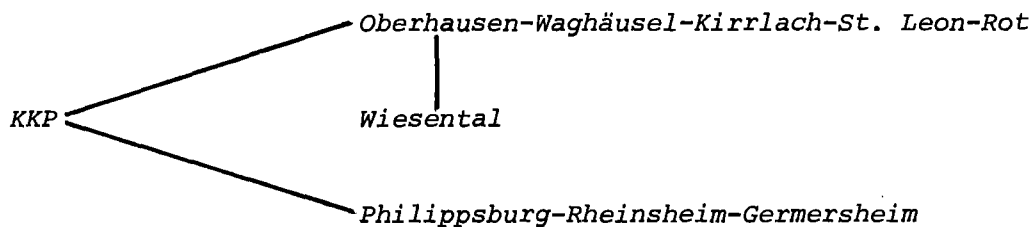
8. Untersuchte Modellvarianten

8.1 Modell I (Abb. 1 / S.50 )



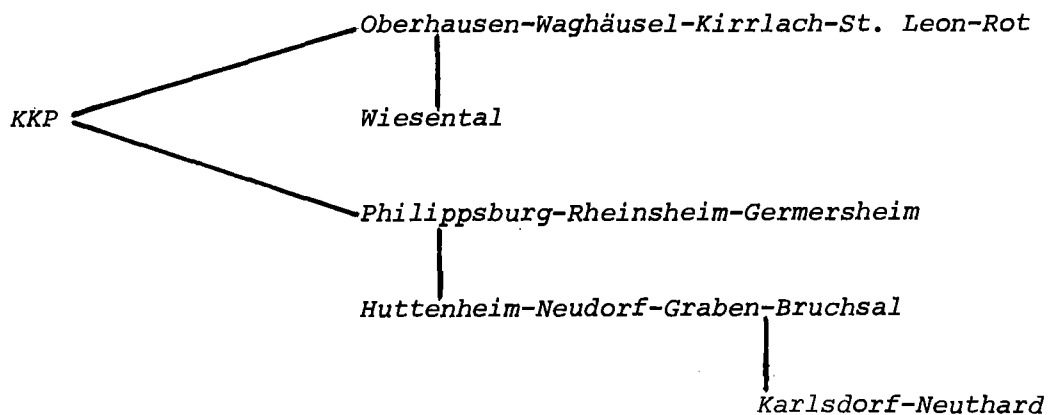
Modell I ist das Grundmodell mit einer Gesamtwärme-  
höchstlast von 64 MW (57.000 Einwohner).

8.2 Modell II (Abb. 2 / S.51 )



Dieses Modell baut auf Modell I auf. Es werden in östlicher Richtung  
noch die Gemeinden St. Leon und Rot angebunden. Gesamtwär-  
mehöchstlast 83 MW (69.000 Einwohner).

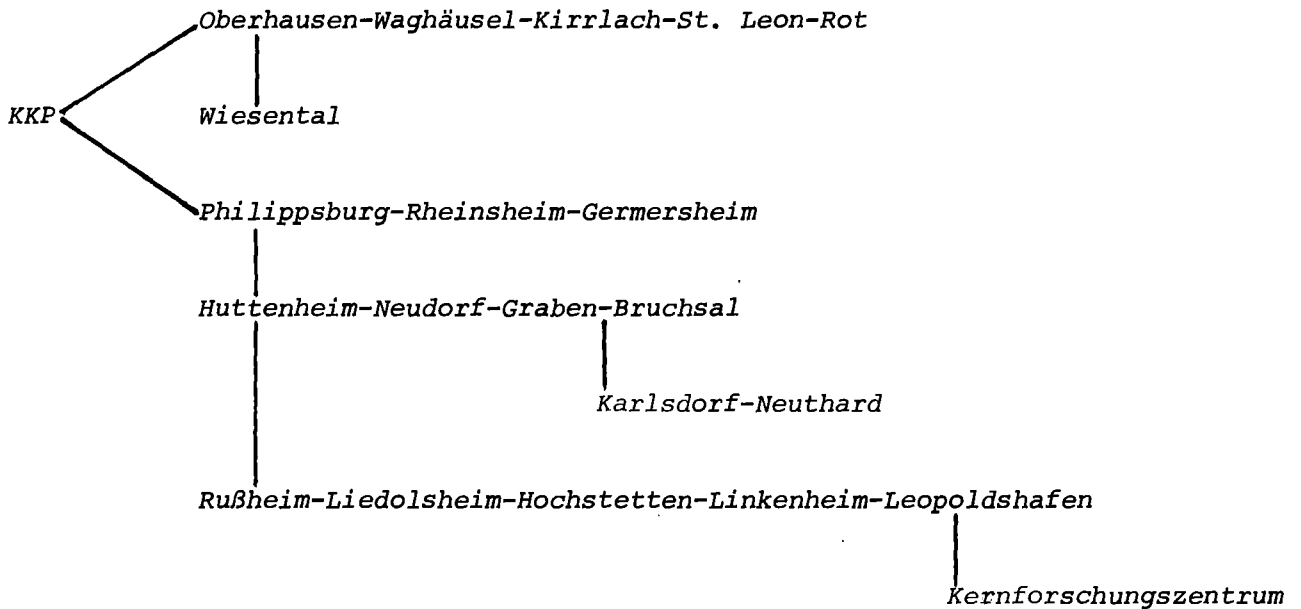
8.3 Modell III (Abb. 3 / S. 52 )





Dies ist die konsequente Erweiterung des Modells II in südlicher Richtung mit der Versorgung von Bruchsal unter Einbeziehung der an der Verbindungsstrasse zwischen Philippsburg und Bruchsal liegenden Gemeinden mit einem Abzweig nach Neuthard. Gesamtwärmehöchstlast 145 MW (117.000 Einwohner).

8.4 Modell IV (Abb. 4 / S.53)



Modell IV unterscheidet sich von Modell III durch die Hinzunahme der Trasse Rußheim-Leopoldshafen unter Einbeziehung des Kernforschungszentrums. Modell IV stellt damit das größte betrachtete Versorgungsnetz dar. Gesamtwärmehöchstlast 175 MW (139.000 Einwohner).

9. Ermittlung der Wärmebedarfsdaten

Die Ermittlung des Wärmebedarfs 1994 bzw. des zu diesem Zeitpunkt zu erwartenden effektiven Anschlußwertes ist aus Tabelle 2 ersichtlich.

9.1 Einwohnerzahlen (Spalten 2 und 3)

Die verwendeten Einwohnerzahlen sind das Ergebnis einer Umfrage an die einzelnen Gemeinden. Wo die Zahlen für 1994 nicht genannt werden konnten, sind diese aus den Einwohnerzahlen für 1979 auf 1994 hochgerechnet.

9.2 Bruttogeschosßflächen (Spalten 4 und 5)

Die Bruttogeschosßflächen (Stand: 1979) sind von den Gemeinden den Bauungs- und Flächennutzungsplänen entnommen und auf den Stand des Jahres 1994 hochgerechnet worden. Wo solche Bebauungspläne nicht greifbar waren, wurden Werte der statistischen Landesämter Baden-Württemberg und Rheinland Pfalz verwendet. In einzelnen Fällen konnten keine Angaben gemacht werden. Genauere Angaben sind erst nach Abschluß der geplanten Gebäudezählung möglich.

9.3 Gesamt-Wärmebedarf (Spalte 6)

Der Berechnung des Wärmebedarfs liegen derzeit gebräuchliche Einheitswerte für den durchschnittlichen Wärmebedarf

- je qm Bruttogeschosßfläche (rd. 110 W/qm) oder
- je Einwohner (rd. 4000 W/E)

zugrunde.

Aus der Multiplikation dieser Werte mit den Einwohnerzahlen bzw. Bruttogeschosßflächen errechnet sich der Gesamt-Wärmebedarf (Spalte 6) für die einzelnen Gemeinden. In den Fällen, in denen sowohl Einwohnerzahl als auch Bruttogeschosßfläche vorlagen, ergibt sich der Gesamt-Wärmebedarf als arithmetisches Mittel aus den Ergebnissen der Berechnung nach Geschosßfläche einerseits und Einwohnerzahl andererseits.

#### 9.4 Anschlußwert für die Fernwärme (Spalte 7)

Grundsätzlich wurde bei der Ermittlung der Anschlußwerte für die Fernwärme davon ausgegangen, daß sich zum Zeitpunkt 1994 etwa 50 % der Haushalte, die zum *G e s a m t - W ä r m e b e d a r f* in *S p a l t e 6* beigetragen haben, für eine Fernwärmeversorgung entscheiden.

Zur Berücksichtigung des Einflusses der höheren Anschlußwilligkeit in Neubaugebieten gegenüber einer solchen in Altbaugebieten wurden entsprechend den Anteilen von Altbaubestand und Neubauerwartung in den jeweiligen Gemeinden Bereinigungen vorgenommen.

Die in dieser Untersuchung vorausgesetzte Bereitschaft zum Anschluß an die Fernwärmeversorgung ist in hohem Maße von den Kosten alternativer Versorgungsmöglichkeiten abhängig. Hier können sich bei der zu erwartenden weiteren Verteuerung von Öl, Gas und Kohle durchaus Verschiebungen in Richtung höherer Anschlußwilligkeit ergeben, ebenso durch die hier nicht berücksichtigten Anschlußwerte von Gewerbe und Industrie. Insgesamt wurde der Fernwärmeanschlußwert durch relativ konservative Schätzungen ermittelt.

#### 9.5 Wärmehöchstlast (Spalte 8)

Aus den in *S p a l t e 7* ausgewiesenen Anschlußwerten entwickelt sich unter Einführung eines Belastungsverhältnisses von 65 % (Berücksichtigung der Nichtgleichzeitigkeit des Wärmebedarfs entsprechend Erfahrung) die voraussichtliche Wärmehöchstlast, die der Auslegung der Wärmebereitstellungsanlage und der Transportleitungen zugrundegelegt wird.

### 10. R o h r t r a s s e n

#### 10.1 Allgemeines

Bei der Entwicklung der zugrundegelegten Rohrleitungstrassen für die Modelle I bis IV wurde davon ausgegangen, daß die *V e r r o h r u n g* *w e s e n t l i c h e r S t r e c k e n e n t l a n g d e s B a h n -*

körper der Bundesbahn erfolgen kann. Wo nicht, ist unterstellt worden, daß die Rohre entlang der Verbindungsstraßen zwischen den Ortschaften verlegt werden können. Vereinzelt werden deshalb Straßenunterquerungen erforderlich.

Es wurde das derzeit übliche 2 - Rohr - Prinzip (eine Vor-, eine Rücklaufleitung) zugrundegelegt.

Da im Rahmen dieser Studie auf die örtlichen Einzelgegebenheiten nicht näher eingegangen werden kann, sind die dargestellten Trassenführungen als Vorschläge zu werten. Im Ausführungsfalle können deshalb entsprechende Modifikationen bezüglich der Trassenführungen und der Verlegeart erforderlich werden.

## 10.2 Trassenverlauf

### Modell I

Von KKP führt eine Stichleitung entlang der Landstraße und der Brücke nördlich Philippsburg über den Rheinarm und weiter entlang der westlichen Umgebung von Philippsburg bis zur Kreuzung dieser Strecke mit der Bahnlinie. An diesem Kreuzungspunkt ist ein Verteilungsbauwerk vorgesehen, von dem aus das Verteilungsnetz Philippsburg und die Trassen Germersheim und Kirrlach/Wiesental versorgt werden.

In westlicher Richtung folgt die Trasse dem Gleiskörper der Bundesbahn über Rheinsheim nach Germersheim. Die Überquerung des Rheins erfolgt durch Anbinden der Leitungen an die Konstruktion der Rheinbrücke bei Germersheim. Eine Unterdückerung des Rheins würde die Fernleitungskosten erheblich belasten.

In östlicher Richtung führt die Rohrtrasse entlang der ortsverbindenden Landstraßen bis zu den Versorgungspunkten Kirrlach und Wiesental.

### Modell II

Der Trassenverlauf bis zu den Gemeinden Kirrlach und Wiesental ist identisch mit dem aus Modell I. Die zusätzliche Anbindung der Gemeinden St. Leon und Rot erfolgt durch entlang der Landstraße verlaufende Rohrstränge.

### Modell III

Der Versorgung der zu Modell II hinzukommenden Gemeinden mit dem Endpunkt Bruchsal dient eine Fernleitung, die entlang dem Gleiskörper der Deutschen Bundesbahn verläuft. Die Versorgungsleitungen nach Karlsdorf und Neuthard folgen dem Verlauf der Landstraße Graben-Karlsdorf-Neuthard.

### Modell IV

Die in Erweiterung von Modell III zusätzlich zu versorgenden Gemeinden Rußheim, Liedoldsheim, Hochstetten, Linkenheim und Leopoldshafen werden durch einen Rohrstrang entlang der Verbindungsstraße Huttenheim-Leopoldshafen erreicht. Die Anbindung des Kernforschungszentrums kann durch eine Stichleitung von Leopoldshafen her (möglichst erdverlegt) erfolgen.

Die Länge der Transportleitungen zwischen den einzelnen Ortschaften ist aus T a b e l l e 1 ersichtlich.

## 11 Wärmeversorgung nach dem System "Heiße Schiene" (Kraft-Wärme-Kopplung)

### 11.1 Beschreibung des Versorgungssystems "Heiße Schiene" (Abb. 5)

Im folgenden wird davon ausgegangen, daß die Wärme aus der Turbine (2) des KKP entnommen wird. Es handelt sich also dabei um eine Kraft-Wärme-Kopplung. Die Wärme wird in Form von Dampf an zwei Stellen verschiedenen Energieniveaus - also zweistufig - entnommen. Für die Grundlastversorgung wird - z.B. bis zu einer Heizwassertemperatur von 80 bis 100 °C - Dampf aus der Anzapfung mit dem geringeren Energieinhalt (8) verwendet, während die Anzapfung mit dem Dampf höheren Wärmeinhalts (9) erst bei Heizwasser-Vorlauf-temperatur über 100 °C in Betrieb genommen wird.

Der Entnahmedampf wird je einem Grundlast-Vorwärmer (10) und einem Nachheiz-Vorwärmer (11) zugeführt und gibt dort seine Wärme an das Heizwasser

der Transportstrecke ab. Der Umwälzung des Transportwassers dienen Umwälzpumpen (13), die entsprechend den Druckverlusten in den Leitungen über die Transportstrecke verteilt sind. Die Transportstrecke bildet einen in sich geschlossenen Kreislauf.

Die Übertragung der Wärme aus dem Transportstrang an das Unterverteilernetz wird in den Wärmetauschern (14) der Übergabestation vorgenommen. Erst über das Unterverteilernetz gelangt die Wärme an die einzelnen Abnehmer (16). Da auch das Unterverteilernetz ein in sich geschlossenes System bildet, sind hier ebenfalls Netzumwälzpumpen (15) erforderlich.

Ein weiterer autarker Kreislauf ergibt sich aus der Spitzenlast-Zuspeisung. Durch diesen Kreislauf wird dem Versorgungssystem in Phasen des Spitzenlast-Wärmebedarfs die noch erforderliche Wärmemengendifferenz zugeführt. Die in einem Heizwerk (17) - Öl- oder Gas-befeuert - erzeugte Wärme wird in Spitzenlast-Wärmetauschern (18) auf das Wasser der Transportstrecke übertragen. Auf diesem Wege wird auch bei Stillstand von KKP die Reservewärme zugeführt.

## 11.2 Aufteilung der Wärmelieferung auf Grund- und Spitzenlast

Zur Abdeckung der Spitzenlast und zur Versorgungssicherheit ist im Fernheizungskonzept grundsätzlich ein *S p i t z e n l a s t - H e i z w e r k* vorzusehen. Damit kann gleichzeitig die Wärmehöchstlast auf eine Grundlast- und Spitzenlastanlage aufgeteilt werden. Dies hat folgende Vorteile:

Bei Entnahme der Wärme entstehen entsprechend dem Anteil der entnommenen Wärmemengen Einbußen auf seiten der im Kraftwerk erzeugten elektrischen Energie. Dieser elektrische Verlustanteil ist dem EVU zu vergüten. Diese Vergütung gliedert sich in einen Arbeits- und Leistungspreisanteil. Letzterer ist entsprechend der vom EVU einzuplanenden Wärmeforderung und dem damit zu erwartenden elektrischen Leistungsverlust als *V o r - h ä l t e l e i s t u n g s - P a u s c h a l e* zu entrichten. Da die Spitzenlast aber nur an wenigen Tagen des Jahres beansprucht wird, ist es wegen der hohen Vorhalte-Pauschale nicht sinnvoll, die Wärmeentnahme durch Auskopplung in voller Höhe der Wärmehöchstlast zu nutzen. Es sollte daher lediglich eine Wärmeleistung für die Entnahmeanlage zu-

grundgelegt werden, die über einen möglichst langen Zeitraum des Versorgungsjahres den Bedarf zu decken in der Lage ist. Der Bedarfsrest an den dann noch verbleibenden wenigen Hochleistungstagen wird von der Spitzenlastanlage zugefahren. Nach den Richtlinien der Versorgungsunternehmen ist diese Anlage für eine Leistung von 75 % der Wärmehöchstlast auszulegen.

Im vorliegenden Falle wurde als Spitzenlastanlage ein Öl-befeuertes Heizwerk vorgesehen, das bei einer Aufteilung in mehrere Leistungseinheiten thermodynamisch günstig alle Leistungsstufen zwischen kleinstem Spitzenlast-Anteil und voller Reserveleistung durchfahren kann. Auch der Einsatz einer Kohle- oder Gas-befeuerten Spitzenlastanlage wäre zu ähnlichen Kosten möglich.

Die zweckmäßigste Aufteilung in Grund- und Spitzenlast ergibt sich aus der Optimierung zwischen den unter Einbeziehung der Vorhalte-Pauschale entstehenden Wärmekosten bei Auskopplung einerseits und den Wärmekosten bei Versorgung durch die Spitzenlastanlage andererseits. Aus heutiger Sicht wird eine Teilung Grundlast / Spitzenlast von 50 / 50 als wirtschaftlich betrachtet. In vorliegender Untersuchung wurde aber eine Teilung 60 / 40 vorgesehen, da die Kosten für die Bereitstellung von Wärme aus Öl, Kohle oder Gas im Vergleich mit den bei Bezug aus nuklearen Quellen entstehenden Kosten in den 90-iger Jahren stärker gestiegen sein dürften. Wie aus Abbildung 6 zu ersehen, kann bei der gewählten Aufteilung immerhin ein Jahres-Wärmearbeitanteil von rd. 93 % durch Grundlastentnahme gedeckt werden. Damit verbleiben für den Spitzenlastanteil nur noch rd. 7 %.

Daraus ergeben sich für den Grundlastanteil 4800 und für den Spitzenlastanteil 330 Vollast-Benutzungsstunden / a (Abb. 7a und 7b, Seite 57).

Bei gleichzeitiger Veranschlagung von Grund- und Spitzenlast können jährlich nur 3000 Vollast-Benutzungsstunden angesetzt werden (Vollast-Benutzungsdauer = Zeit, die mit Höchstlastwert, Spalte 8, Tab. 2 multipliziert, die Gesamt-Jahreswärmearbeit ergibt).

### 11.3 Aufbau und Dimensionierung der Versorgungsleitungen

Es werden die *direkt erdverlegte Rohrleitung nach dem Kunststoffmantel-Verbundsystem* und die *Freileitung mit witterungsbeständiger Isolierabdeckung (verzinktes Blech) auf Sockeln* betrachtet.

Andere Verlegeprinzipien, wie z.B. die *unterirdische Verlegung in Haubenkanälen* oder die *direkte Erdverlegung nach dem Stahlmantelrohr-System*, sind zwar möglich, aber nicht kostengünstig. Neuere Entwicklungen, wie z.B. die *Verlegung von Vor- und Rücklaufleitungen innerhalb eines Isolierungsblocks*, werden in deutschen Vorhaben, z.B. *Unterverteilungsnetzen*, bereits erprobt, bleiben aber wegen ihrer Neuartigkeit in dieser Untersuchung außer Betracht.

Die Ermittlung der Rohrdimensionen geht von der in Kapitel 9.5 festgestellten *Wärmehöchstlast* und einem Druckverlust von 10 mm WS/m aus. Die sich daraus ergebenden Rohr-Nennweiten sind aus den *Abbildungen 1 - 4* ersichtlich (Zahlenangaben an den eingezeichneten Rohrtrassen; diese Angaben gelten gleichlautend für Vor- und Rücklaufleitungen).

Die *Wandstärken* ergeben sich zu 4 - 8 mm und entsprechen damit den Forderungen der Druckstufe PN 25 unter Berücksichtigung einer *Betriebstemperatur* von 120 °C.

### 11.4 Investitionen

Die Investitionen für die Anlagenkomponenten sind in den *Tabellen 3 - 6*, *Spalte 2 bzw. 4* nach Modellen gegliedert ausgewiesen.

#### 11.4.1 Auskopplungsanlage

Die Investitionen für die komplette Auskopplungsanlage wurden aus einem leistungsbezogenen Erfahrungswert (200.000 DM/MW<sub>th</sub>) ermittelt.



#### 11.4.2 Spitzenlastanlage

Der Investitionsbedarfs-Ermittlung liegt ein leistungsbezogener Erfahrungswert von 100.000,--DM/MW<sub>th</sub> zugrunde.

#### 11.4.3 Transportleitungen

Die Investitionen für die Transportleitungen wurden aus den in T a - b e l l e 7 ausgewiesenen spez. Verlegekosten errechnet. Die nach Verlegungsart und Dimension ausgewiesenen Werte sind als Kosten für die komplett verlegte Rohrleitung anzusehen. Sie beinhalten: Erdarbeiten, Rohrleitungszubehör, Armaturen und Isolierungen.

Der Investitionsanteil für die in den Rohrstrecken liegenden Druckerhöhungspumpen mit den entsprechenden Bauwerken wurde pauschal über einen Erfahrungswert von 1.500,-- DM/KW Pumpenanschlußleistung ermittelt.

#### 11.4.4 Übergabestation und Unterverteilung bis zu den Einzelabnehmern

Die Investitionen für die Einrichtungen der Übergabestation, wie Bauwerke, Wärmetauscher, Pumpen inkl. Armaturen und Regeleinrichtungen, wurden über einen leistungsbezogenen Erfahrungswert (35.000,-- DM/MW<sub>th</sub>) ermittelt.

Die Investitionen für das Unterverteilungsnetz ergeben sich aus einem flächenspezifischen Wert von 3,8 Mio DM/km<sup>2</sup> Siedlungsfläche. Dieser Wert wurde aus Studien über die Wärmeversorgung ähnlich strukturierter Gebiete ermittelt [6]. Die Investitionen für die Hausstationen errechnen sich aus einem leistungsspezifischen Wert von 200.000,--DM/MW<sub>th</sub>.

#### 11.5 Jahreskosten

Die Jahreskosten (Tabellen 3 - 6, Spalten 3 und 5) setzen sich aus den Kostenanteilen für Kapitaldienst und Instandhaltung sowie Stromerlösausfall-Vergütungen bzw. den Kosten für Brennstoffe, el. Energie und Betrieb der Spitzenlastanlage zusammen.

### 11.5.1 Kapitaldienst und Instandhaltung

Zur Ermittlung der Prozentzahlen für Kapitaldienst und Instandhaltung diente die VDI-Richtlinie 2067. Die für die einzelnen Anlagenkomponenten angesetzten Werte können der *T a b e l l e 8* entnommen werden.

### 11.5.2 Stromerlösausfall-Vergütung

Für die Vergütung der durch Wärmeauskopplung entgehenden elektrischen Arbeit gelten folgende Annahmen, die im Durchführungsfall aber noch mit KKP festzulegen sind:

- Arbeitspreisanteil = 10,30 DM/MWh<sub>th</sub>
- Leistungspreisanteil = 17.200,--DM/MW<sub>th</sub>/a

Die Vergütungsbeträge errechnen sich unter Zugrundelegung einer Jahresbenutzungsdauer von 4.800 Stunden und den Grundlastanteilen aus *T a b e l l e 9*. Die Stromerlösausfall-Vergütung ist in den jährlichen Kosten der Auskopplungsanlage enthalten.

### 11.5.3 Kosten für Brennstoffe

Hierunter sind die Kosten für den Brennstoff (Öl) der Spitzenlastanlage zu verstehen. Folgende Daten wurden zugrundegelegt:

- Brennstoff Heizöl S
- Heizwert (Hu) 40.000 KJ/KG
- Ölpreis 330,-- DM/t
- Anlagenwirkungsgrad 80 %

Der Ölpreis entspricht in etwa dem Preisstand Mitte 1980.

Die Kosten für Brennstoffe sind in den jährlichen Kosten der Spitzenlastanlage enthalten. Die jährlichen Verbrauchsdaten sind nach Modellen geordnet aus *T a b e l l e 10* zu ersehen.

#### 11.5.4 Stromkosten

Für den Betrieb der Pumpstationen in den Transportleitungen fallen Kosten für den Strombezug an. Der Strompreis wurde aus einem Mischsatz von Arbeits- und Leistungspreis zu 0,11 DM/KWh unter Annahme von 6.000 Jahres-Vollastbenutzungsstunden berechnet.

Die Stromkosten sind in den jährlichen Kosten der Druckerhöhungsstationen enthalten. Mit diesen konservativen Ansätzen sind auch die Stromkosten für die übrigen Anlagenabschnitte abgedeckt.

#### 11.5.5 Betriebskosten

Betriebskosten entstehen aus den Aufwendungen für Personal und Betriebsmittel.

In dieser Untersuchung wurden die Spitzenlastanlage und das Verteilernetz mit Betriebskosten belastet, da diese eine selbständige Anlage mit eigenem Personal darstellen. Bei der Auskopplungsanlage wurde davon ausgegangen, daß die Betreuung der Anlagenteile durch das schon vorhandene Kraftwerkspersonal erfolgt und im Wärmepreis enthalten ist. Die Betriebskosten wurden in den jährlichen Kosten der Spitzenlastanlage berücksichtigt.

#### 11.6 Wärmepreis für das Gesamt-Versorgungssystem

Der Wärmepreis ergibt sich aus dem Verhältnis: Jährliche Kosten (Tabellen 3 - 6, Spalte 3 bzw. 5)/Gesamt-Jahreswärmearbeit. Die Jahreswärmearbeit entspricht dabei dem Produkt aus Höchstlast (Tabelle 2, Spalte 8) und Vollastbenutzungsstunden des Gesamt-Versorgungssystems (siehe Kap. 11.2). Die nicht veräußerbare Verlustwärmearbeit = Transportverluste wurde mit rd. 9 % der Gesamt-Jahreswärmearbeit im Wärmepreis berücksichtigt (Erfahrungswert).

Die Wärmepreise für die einzelnen Modelle sind in den Tabellen 3 - 6, Spalte 3 bzw. 5 ausgeworfen.

12 A l t e r n a t i v e n

Dem vorstehend behandelten System der Fernwärmeversorgung "Heiße Schiene" sind im folgenden das System "Kalte Schiene" und die Einzelzentralheizung mit Ölfeuerung gegenübergestellt. Diese Alternativen werden aus folgenden Gründen gewählt:

- Die "Kalte Schiene" ist eine Lösung, die längerfristig gesehen wegen der Möglichkeit der Nutzung kostenloser Abwärme und der damit verbundenen Umweltentlastung von Bedeutung ist.
- Die Einzelzentralheizung mit Ölfeuerung ist die derzeit verbreitetste Art der Wärmeversorgung in Siedlungen.

12.1 Wärmeversorgung nach dem System "Kalte Schiene"

12.1.1 Beschreibung des Versorgungssystems "Kalte Schiene" (Abb. 8)

Die Wärme wird aus dem Kondensatkreislauf des Kraftwerks bei einer Wassertemperatur von ca. 30 °C entnommen. Es handelt sich also um eine Abwärmenutzung. Die abgenommene Wärme kann mit dieser niedrigen Temperatur zur Heizung allerdings nicht direkt verwendet werden und bedarf daher einer Temperaturtransformation auf ein Temperaturniveau von 80 - 120 °C. Daraus ergibt sich nachstehender Systemaufbau.

Das aus dem Kühlturmvorlauf entnommene Wasser überträgt in einem Wärmetauscher (7) seine Wärme auf den Transportkreislauf. Der Transport der Wärme bis zu den einzelnen Ortschaften erfolgt im Gegensatz zur "Heißen Schiene" bei niedriger Temperatur. Dadurch kann der Isolieraufwand bei der Transportleitung gering sein.

Das Transportwasser wird in geschlossenem Kreislauf zu den Blockstationen der einzelnen Ortschaften geführt. In diesen Blockstationen wird die Temperatur der herangeführten Wärme je nach Temperaturanforderung angehoben. Dies geschieht mittels einer durch einen Verbrennungsmotor (13) angetriebenen Wärmepumpe (Verdampfer/9, Verdichter/12, Kondensator/11, Drosselorgan/14). Die im Kondensator (11) anfallende Wärme wird an das den Abnehmern (22) zugeordnete Unterverteilungsnetz abgegeben.

Bevor das Heizwasser zu den Hausstationen der Abnehmer (22) gelangt, wird es in den Wärmetauschern (15) und (17) durch das Kühlwasser bzw. die heißen Abgase des Wärmepumpenmotors (13) weiter aufgewärmt. Durch die Nutzung der Abwärme des Antriebmotors kann der Wirkungsgrad des Wärmepumpensystems sehr günstig gestaltet werden. Durch die somit erfolgte mehrstufige Aufwärmung des Heizwassers kann eine Heizwasser-Vorlauftemperatur bis zu ca.  $90^{\circ}\text{C}$  erreicht werden. Der Öl-befeuerte Kessel (20) dient sowohl der weiteren Anhebung der Vorlauftemperatur jenseits  $90^{\circ}\text{C}$  als auch der Deckung von Verbraucherspitzen oder der Wärmebereitstellung bei Ausfall des Kernkraftwerkes. Die Übertragung der Wärme aus dem Spitzenkessel an das Heizwasser erfolgt in einem Wärmetauscher (18).

#### 12.1.2 Aufteilung der Wärmelieferung auf Grund- und Spitzenlast

Bei der Aufteilung der Wärmehöchstlast in Grund- und Spitzenlast sind die Kosten für Pumpenstrom und die Verlegung der Rohre (größere Rohrnennweite als bei der "Heißen Schiene") sowie die Brennstoffkosten für Spitzenlastanlage und Wärmepumpe von grundlegender Bedeutung. Das Verhältnis Grund-/Spitzenlast wurde hier ebenfalls zu 60/40 gewählt. Die dabei anzusetzenden Vollastbenutzungsstunden für Grund- und Spitzenlast entsprechen denen der "Heißen Schiene".

Die in den jeweiligen Blockstationen untergebrachten Wärmepumpeneinheiten und die Spitzenlastanlage decken Grundlast bzw. Spitzenlast anteilig ab. Die Auslegung des Spitzenkessels erfolgt für 75 % der Wärmehöchstlast aller an die Blockstation angeschlossenen Abnehmer (Reserve).

#### 12.1.3 Aufbau und Dimensionierung der Versorgungsleitungen

Bei der "Kalten Schiene" wurde lediglich die Erdverlegung betrachtet. Während der Vorlauf mit einer dünnen Isolierung versehen ist, hat der Rücklauf nur eine Kunststoffbeschichtung (kostengünstigstes Verfahren). Beide Leitungen werden in einer Kies- und Sandschüttung verlegt. Die Rohrnennweiten ergeben sich aus der im Kondensatorkreislauf zur Verfügung stehenden Temperaturdifferenz und dem für die Wärmeleistung notwendigen Massenstrom. Die Nennweiten sind in den Abb. 9 - 12 (Seite 60-63) jeweils an den Rohrtrassen ausgewiesen.

#### 12.1.4 Investitionen

Der Investitionsaufwand für die einzelnen Anlagenkomponenten ist in den Tabellen 11 und 12 nach Modellen gegliedert aufgeführt.

Für den Wärmetauscher im Kühlturmvorlauf werden spezifische Investitionen von 400,-- DM/qm Wärmetauscherfläche angesetzt.

Für die Wärmepumpenanlage mit Bauwerk und Brennstofflager gelten spezifische Investitionen von 700.000,-- DM/MW<sub>th</sub>.

Die spezifischen Investitionen für die Spitzenlastanlage liegen bei 100.000,-- DM/MW<sub>th</sub>.

Die Nennweiten für die Transportleitung sind bei der "Kalten Schiene" wegen der niedrigen Temperaturen größer als bei der "Heißen Schiene", da für den Transport adäquater Wärmemengen ungleich größere Wassermassen zu fördern sind. Die Investitionen für diese Rohrleitungen ermitteln sich aus den Streckenlängen (Tabelle 1) und den spezifischen Verlegekosten (Tabelle 7).

Der Investitionsbedarf für die Druckerhöhungsstationen ergibt sich aus der zu erwartenden elektrischen Pumpen-Anschlußleistung unter Ansatz eines spezifischen Investitionsaufwandes von 1.500,-- DM/kW<sub>el</sub>.

Die Investitionen für Unterverteilungen und Hausstationen werden folgerichtig von der "Heißen Schiene" übernommen, da in diesem Bereich beide Systeme identisch sind.

#### 12.1.5 Jahreskosten

Die Jahreskosten (Tabellen 11 und 12, Spalten 3 und 5) setzen sich aus den Kostenanteilen für Kapitaldienst, Instandhaltung, Brennstoff, Strom und Betrieb zusammen. Bei der "Kalten Schiene" fallen keine Stromerlösausfall-Vergütungen an, da hier die Wärme erst hinter der Turbine entnommen wird und dadurch eine Minderung der elektrischen Kraftwerksleistung nicht eintritt.

Für den Kapitaldienst und die Instandhaltung werden die Werte der Tabelle 8 sinngemäß verwendet.

Die Brennstoffkosten für Wärmepumpe und Spitzenlastanlage werden aus folgenden Daten ermittelt:

- Brennstoff	Heizöl EL
- Heizwert (Hu)	42.700 KJ/kg
- Ölpreis	700,--DM/t
- Brennstoffausnutzung	82 % (Wärmepumpe)
- Anlagenwirkungsgrad Heizkessel	75 %

Die Leistungsanteile ergeben sich dabei wie folgt:

- 36 % "Kalte Schiene"
- 45 % Wärmepumpe
- 19 % Spitzenheizkessel

Das Wärmeverhältnis, d.h. das Verhältnis von abgegebener Nutzwärme zu aufgenommener Antriebsenergie des Motors der Wärmepumpe ergibt sich zu rd. 1,8.

Der jährliche Heizölverbrauch ist Tabelle 10 zu entnehmen (Wärmepumpe und Spitzenlastanlage, beide mit Heizöl EL betrieben).

Der Ermittlung der Energiekosten liegt ein Mischpreis aus Arbeits- und Leistungspreis von  $0,11 \text{ DM/KW}_{el}$  zugrunde (siehe hierzu auch Kapitel 11.5.4). Die Kosten für den Betrieb der einzelnen Anlagenabschnitte sind in den Ansätzen für Unterhaltung (Tab. 8) enthalten.

#### 12.1.6

##### Wärmepreis für das Gesamt-Versorgungssystem

Der Wärmepreis ergibt sich analog zur "Heißen Schiene" aus dem Verhältnis: Jährliche Kosten (Tabelle 11 und 12, Spalte 3 bzw. 5) / Gesamt-Jahreswärmearbeit. Die Jahreswärmearbeit entspricht dabei dem Produkt aus Höchstlast (Tabelle 2, Spalte 8) und Vollastbenutzungsstunden des Gesamt-Versorgungssystems (3.000 h/a, siehe auch Kapitel 11.2). Die nicht veräußerbare Verlustwärmearbeit = Transportverluste wurde mit rund 5 % der Gesamt-Jahreswärmearbeit im Wärmepreis berücksichtigt (Erfahrungswert).

Die sich aus den Rechnungen ergebenden Wärmepreise für die einzelnen Modelle sind in den Tabellen 11 und 12, Spalten 3 bzw. 5, ausgeworfen.

## 12.2 Haus-Zentralheizung

Es wird hier nur die Öl-befeuerte Haus-Zentralheizung betrachtet, weil die Preise für die äquivalenten Wärmeträger Gas und Kohle im wesentlichen miteinander vergleichbar sowie in der Tendenz der zu erwartenden Kostensteigerungen in etwa gleichrangig zu sehen sind.

Die Entwicklung des Wärmepreises bei der Haus-Zentralheizung ist in entscheidendem Maße von den Kosten für den Brennstoff abhängig. Berücksichtigt man bei der Preisfindung nur den Brennstoffanteil des Wärmepreises, so ergibt sich bei einem heutigen Ölpreis von 700,--DM/t Heizöl EL unter Zugrundelegung eines Kesselwirkungsgrades von 75 % und des in dieser Studie angesetzten durchschnittlichen Wärmebedarfs je Haushalt ein Wärmepreis von rd. 80,--DM/MWh.

Nimmt man den im Falle der Neueinrichtung einer Heizanlage voll zu veranschlagenden Abschreibungsanteil für Kesselanlage, Tank, Heizraum und Kamin (Investitionen geschätzt: rd. 20.000,--DM) einen Anteil für Wartung und Instandhaltung der Heizungsanlage hinzu, kann bei heutigem Kostenniveau von einem Wärmepreis für eine Öl-befeuerte Haus-Zentralheizung zwischen 100,-- und 120,--DM/MWh ausgegangen werden.

Die Preise für abgeschriebene oder teilweise abgeschriebene Heizanlagen liegen um die entsprechenden Amortisationsanteile niedriger.

Eine weitergehende Betrachtung der Wärmepreise für Haus-Zentralheizungen ist nicht Gegenstand dieser Studie. In diesem Zusammenhang sei auf [3] hingewiesen, die die Gestaltung und Entwicklung der Wärmepreise für Haus-Zentralheizungen unter den Bedingungen verschiedener Versorgungsstrukturen detailliert behandelt.



13. Zusammenfassung und Wertung der Ergebnisse

Nachstehend sind die Wärmepreise für die einzelnen Versorgungs-Varianten, Preisbasis 1980, zusammengefaßt.

Variante	M o d e l l e			
	I	II	III	IV
	Wärmepreis DM/MWh (Erdverlegung/Freileitung)			
"Heiße Schiene"	107 / 102	102 / 97	106 / 98	108 / 100
"Kalte Schiene"	171	168	173	174
Haus-Zentral- heizung	100 - 120			
Heutige Fern- heizung	42 - 70 (Tab. 13)			

Die Ermittlung dieser Wärmepreise erfolgte auf der Basis einer "statischen" Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Danach errechnen sich die jährlichen Kosten (Tab. 3 - 6 und 11 - 12) aus dem Kapitaldienst der Gesamt-Investitionen unter Berücksichtigung der für die einzelnen Anlagenkomponenten anzusetzenden Lebensdauer und der sonstigen Kosten bei voller Wärmeleistung je betrachtetem Modell. Dies führt zu konstanten jährlichen Belastungsraten, die in Wirklichkeit wegen des schrittweisen Ausbaues aber gestaffelt anfallen.

Desweiteren wurde bei dieser "statischen" Berechnung auf die Einführung jährlicher Steigerungsraten bei Investitionen und Betriebsaufwendungen verzichtet, so daß die ermittelten Wärmepreise den Stand 1980 darstellen (Einwohnerzahlen 1994).

In einer zusätzlich durchgeführten "dynamischen" Wirtschaftlichkeitsberechnung dagegen wurden für die einzelnen Kosten- und Erlösgruppen jährliche Steigerungsraten verwendet:

1. Jährliche Steigerungsraten bei den Investitionsgruppen

- Auskopplungsanlage und Spitzenheizwerk 6 %
- Transportleitungen und Druckerhöhungsstationen 5 %
- Übergabestationen und Unterverteilungen 5 %
- Hausstationen 5 %

2. Jährliche Steigerungsraten bei den Kostengruppen

- Wartung und Instandhaltung 5 %
- Brennstoff für Spitzenlastanlage und Strom für Druckerhöhungspumpen 10 %
- Stromerlös-Ausfall bei Wärmeentnahme 7 %
- Personal und Betrieb 6 %

3. Jährliche Steigerungsraten bei den Erlösgruppen

- Erlöse aus Wärmeverkauf 9 %
- Anschlußkosten-Beiträge 5 %
- Eingesparte Zinsen durch in der "dynamischen" Berechnung vorausgesetzte Subventionen (Subventionsanteile 7,5 bzw. 42,5 % der Gesamtinvestitionen) 6,5 %

Die "dynamische" Berechnung verarbeitet außerdem die Einflüsse der Nichtgleichzeitigkeit des Kosten- und Erlösanfalles.

Unter Zugrundelegung des Wärmepreises aus Modell IV ("Heiße Schiene" / Erdverlegung), ca. 108 DM/MWh, ergibt die Rechnung, daß bei einem Subventionsanteil von 7,5 % nach dem 6. Betriebsjahr und einem solchen von 42,5 % nach dem 4. Betriebsjahr ein kumulierter, diskontierter Betriebsüberschuß zu erwarten ist.

Bei der Wertung dieses Ergebnisses ist der deutliche Einfluß der angenommenen Subventionen und der hohen Steigerungsraten bei den Verkaufserlösen zu sehen. Für die weiteren Betrachtungen sollte davon ausgegangen werden, daß die aus der "statischen Rechnung" hervorgegangenen Wärmepreise die Kosten für Kapitaldienst, Betrieb und Unterhaltung über die vorgesehene Anlagen-Nutzungsdauer (Lebensdauer für die einzelnen Anlagengruppen, siehe Tab. 8) zu decken in der Lage sein sollen. Gewinne aus dem Anlagenbetrieb sind in dieser Preisgestaltung nicht vorgesehen.

Grundsätzlich ist festzustellen:

- Die Wärmepreise für die einzelnen Modelle "Heiße Schiene" liegen relativ eng beieinander (max. Differenz rd. 6 %). Ähnl. trifft auch für die Preise "Kalte Schiene" zu.
- Das Preisniveau "Kalte Schiene" liegt deutlich über dem der "Heißen Schiene".
- Die Wärmepreise "Heiße Schiene" sind vergleichbar mit den Preisen für Wärme aus der Haus-Zentralheizung.
- Die Wärmepreise sämtlicher untersuchter Varianten liegen deutlich über den Preisen für Fernwärme, die heute bereits in fernbeheizten Gebieten tatsächlich erzielt werden (z.B. Heidelberg ca. 59,-- DM/MWh, siehe hierzu Tabelle 13).

Die Wertung dieser Feststellungen hat von folgenden Gesichtspunkten auszugehen:

Die Preise für die Wärmeträger Öl, Gas und Kohle werden in den kommenden Jahren der Vorratslage und den zunehmend eskalierenden Förder- und Transportkosten entsprechend weiter ansteigen. Daraus folgend wird sich ein

*Trend von den sehr brennstoffintensiven Einzel- und Haus-Zentralheizungen hin zur verstärkten Nutzung von Fernwärme entwickeln, da diese im Vergleich über zunehmend längere Transportstrecken wirtschaftlich diskutabel werden wird.*

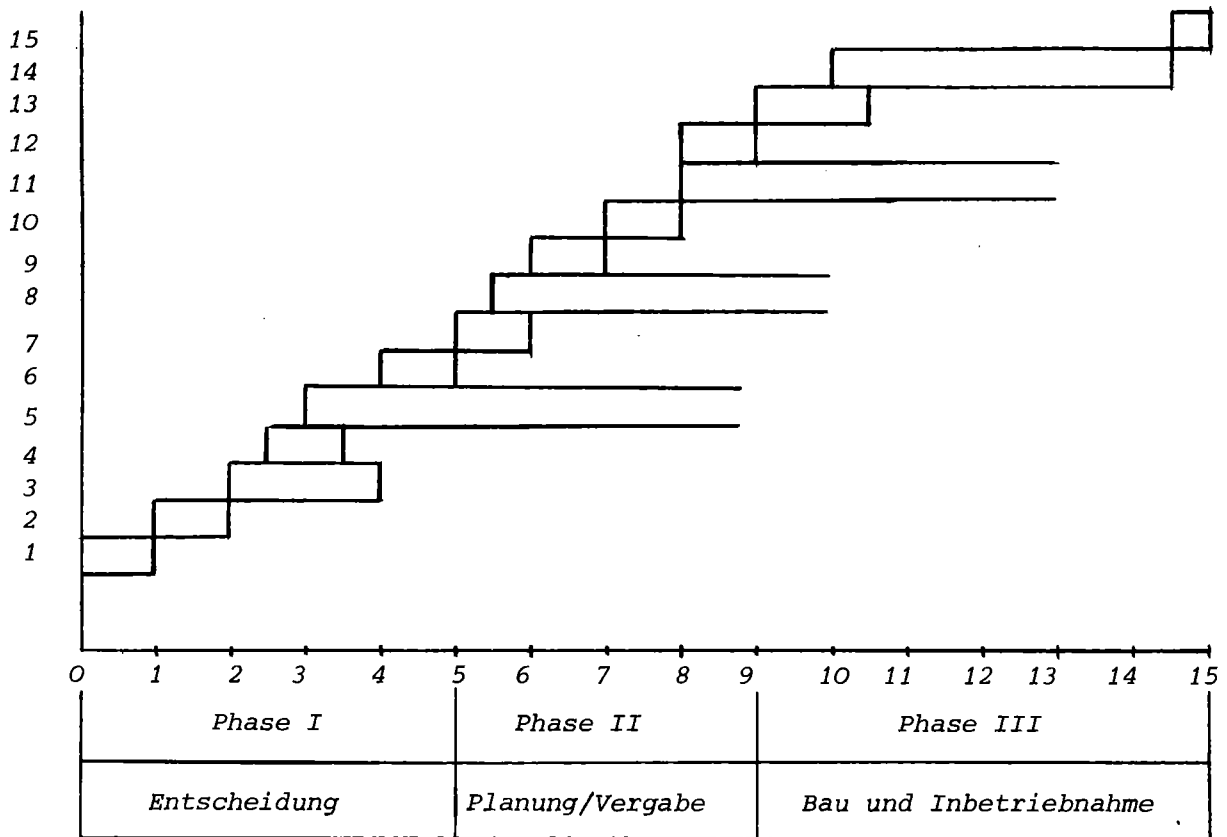
*Da der Brennstoffanteil an den Wärmeerzeugungskosten in fossilbeheizten Anlagen und Hausfeuerungen im Vergleich mit Nuklearanlagen erheblich höher ist, wird sich die Brennstoffverteuerung auf den Preis fossilerzeugter Wärme unverhältnismäßig stärker auswirken als auf die Preisentwicklung nuklearerzeugter Wärme. Das bedeutet, daß in den späten 80er und sicherlich in den 90er Jahren - wo immer möglich - auf nicht fossilerzeugte Energie ausgewichen werden wird. Liegen schon heute die Preise für Wärme aus KKP auf vergleichbarem Niveau mit der aus Öl in Haus-Zentralheizungen erzeugten Wärme, dürften sich im Vergleich mit Ölwärme aus Hausheizungen - möglicherweise sogar im Vergleich mit fossilerzeugter Fernwärme - im Verlauf des kommenden Jahrzehnts deutliche Kostendifferenzen zu Gunsten der KKP-Fernwärme entwickelt haben.*

*Daraus folgt, daß der Versorgung der in dieser Studie betrachteten Gebiete mit Fernwärme aus KKP in naher Zukunft zweifellos wirtschaftliche Bedeutung zukommt. Aber auch von seiten der Versorgungssicherheit, insbesondere vor dem Hintergrund der Verknappung bei Öl, Gas (längerfristig auch Kohle) und damit verbunden möglicher Versorgungsengpässe, ist die Nutzung der KKP-Fernwärme attraktiv .*

*Bei weiterer Verfolgung des Projektes erscheint die Wahl des Konzeptes "Heiße Schiene" die wirtschaftlich erfolgversprechendste. Daran dürfte sich auch in überschaubarer Zukunft nichts Grundlegendes ändern.*

*Bei allen Überlegungen ist zu bedenken, daß die Verwirklichung eines solchen Vorhabens je nach Dauer des Vorklärungs- und Entscheidungsablaufes 10 - 15 Jahre beanspruchen kann. Nachstehendes Terminkonzept soll einen solchen Ablauf veranschaulichen:*

Terminkonzept



Ablaufschritte:

- 1 Vorgespräche mit Entscheidungsgremien
- 2 Klärung der Planungsbedingungen und Genehmigungsvoraussetzungen
- 3 Durchführbarkeitsstudie mit detaillierter Wärmebedarfserhebung
- 4 Diskussion der Studie und Modifikation
- 5 Gespräch mit Behörden und Kommunen
- 6 Entscheidungsfindung für Durchführung des Vorhabens
- 7 Planungsstudie
- 8 Verhandlungen über Rohrtrassen und Grundstücksnutzung
- 9 Erstellung der Ausschreibungsunterlagen
- 10 Ausschreibung und Angebotseinholung
- 11 Beantragung und Abwicklung des Genehmigungsverfahrens
- 12 Angebotsauswertung und Vergabe
- 13 Konstruktion und Vorbereitung des Baues
- 14 Bau
- 15 Inbetriebnahme und Übergabe

Die Wärme - und Energieversorgung der kommenden Jahrzehnte erfordert also weitvorausschauende Planungen. Zu keiner Zeit war die Versorgung mit den lange Jahre zur Verfügung stehenden herkömmlichen Energieträgern so gefährdet, wie dies für die kommenden Dekaden der Fall zu sein scheint. Schlüssige Prognosen über die Entwicklung auf diesem Gebiet sind kaum möglich, wohl aber die Feststellung, daß die Abkehr von Öl, Gas und Kohle - nicht zuletzt auch im Hinblick auf deren Bedeutung für die chemische Industrie - von hochrangigem volkswirtschaftlichem Interesse ist. In diesem Sinne sowie unter dem Gesichtspunkt einer längerfristig wirtschaftlichen und Versorgungssicherheit-garantierenden, ökologisch schonenden Wärmeversorgung erscheint die Weiterverfolgung des Konzeptes Fernwärme aus KKP durchaus sinnvoll und geboten.

14. Anhang

14.1 Quellenangaben

- [ 1 ] VDI-Richtlinie 2067 B1 1 u. 2
- [ 2 ] Peter Fink, Manfred Klöpsch  
Baukosten von Fernwärmeleitungen, Fernwärme International, Heft 1, 1981
- [ 3 ] Ulrich Kaier:  
Bewertungsmodell zur Abgrenzung alternativer Möglichkeiten künftige Wärmebedarfsdeckung, Dissertation an der Universität Essen, Januar 1978
- [ 4 ] Bundesministerium für Forschung und Technologie:  
Gesamtstudie über die Möglichkeiten der Fernwärme aus Heizkraftwerken in der Bundesrepublik Deutschland, Bonn 1977
- [ 5 ] Dipl.-Ing. Jürgen Maack:  
Aktueller Fernwärmepreisvergleich 1980, Betriebstechnik Heft 3/80, Seite 139
- [ 6 ] Fernwärmekonzept Raum Wolfsburg, erstellt für die Stadtwerke Wolfsburg AG von der Projekta-Ingenieur-Gesellschaft mbH, Ratingen, 1979

14.2

Tabellen

- Tab. 1: *Transportstrecken*
- Tab. 2, Bl. 1-3: *Ermittlung von Wärmebedarf, Anschluß- und Höchstlastwert*
- Tab. 3-6: *Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis "Heiße Schiene" für die Modelle I - IV*
- Tab. 7: *Preise für verlegte Doppelleitung, Preisstand Mitte 1980 ("Heiße Schiene") [2]*
- Tab. 8: *Kapitaldienst und Unterhaltung ("Heiße Schiene") [1]*
- Tab. 9: *Aufteilung der Wärmelast in Grund- und Spitzenlast ("Heiße Schiene")*
- Tab. 10: *Ölverbrauch und Öleinsparung im Vergleich mit Einzelzentralheizung*
- Tab. 11 und 12: *Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis "Kalte Schiene" für die Modelle I - IV*
- Tab. 13: *Fernwärmepreisvergleich 1980 [5]*
- Tab. 14: *Wärmedichte, Transport-Wärmeleistung*



Transportstrecken

<u>von</u>	<u>nach</u>	<u>km</u>
KKP	Knoten 1 <sup>+</sup> )	2,5
Knoten 1 <sup>+</sup> )	Philippsburg	0,8
Knoten 1 <sup>+</sup> )	Knoten 2 <sup>+</sup> )	3,0
Knoten 2 <sup>+</sup> )	Oberhausen	0,4
Knoten 2 <sup>+</sup> )	Wiesental	3,0
Knoten 2 <sup>+</sup> )	Waghäusel	0,8
Waghäusel	Kirrlach	2,5
Kirrlach	St. Leon	4,1
St. Leon	Rot	1,3
Philippsburg	Rheinsheim	2,5
Rheinsheim	Germersheim	5,0
Philippsburg	Huttenheim	4,5
Huttenheim	Neudorf	3,4
Neudorf	Graben	1,8
Graben	Knoten 3 <sup>+</sup> )	4,3
Knoten 3 <sup>+</sup> )	Karlsdorf	0,8
Karlsdorf	Neuthard	1,5
Knoten 3 <sup>+</sup> )	Bruchsal	5,0
Huttenheim	Rußheim	3,5
Rußheim	Liedolsheim	3,0
Liedolsheim	Hochstetten	2,5
Hochstetten	Linkenheim	2,7
Linkenheim	Knoten 4 <sup>+</sup> )	2,5
Knoten 4 <sup>+</sup> )	Kernforschungszentrum	1,2
Knoten 4 <sup>+</sup> )	Leopoldshafen	1,0
KKP	Germersheim	10,8
KKP	Rot	14,2
KKP	Bruchsal	22,3
KKP	Leopoldshafen	22,5

+) S.Abb. 1-4 u. 9-12

Ermittlung von Wärmebedarf, Anschluß-u. Höchstlastwert

Gemeinde	Einwohnerzahl		Bruttogeschoßfläche		Gesamt-Wärme- bedarf kW <sub>th</sub>	Anschluß- wert kW <sub>th</sub>	Höchstlast- wert kW <sub>th</sub>
	1979	1994	m <sup>2</sup> 1979	m <sup>2</sup> 1994			
	1	2	3	4	5	6	7
Philippsburg	6.550	9.350	---	---	37.400	14.610	9.500
Rheinsheim	2.560	3.000	---	---	12.000	5.380	3.500
Germersheim	12.160	19.000	406.800	486.800	76.000	28.460	18.500
Oberhausen	6.120	7.400	---	---	29.600	12.460	8.100
Wiesental	7.770	8.300	250.000	275.000	32.900	16.300	11.000
Waghäusel	1.090	1.200	156.100	176.400	4.480	3.080	2.000
Kirrlach	8.150	8.750	321.600	402.000	34.970	16.920	11.000
Modell I gesamt	44.400	57.000	---	---	227.350	97.210	63.600
Modell I und St. Leon	4.900	5.600	---	---	22.400	13.840	9.000
Rot	5.300	6.400	---	---	25.600	15.380	10.000
Modell II ges.	54.600	69.000	---	---	275.350	126.430	82.600

Ermittlung von Wärmebedarf, Anschluß-u. Höchstlastwert

Gemeinde	Einwohnerzahl		Bruttogeschosßfläche		Gesamt-Wärmebedarf	Anschlußwert	Höchstlastwert
	1979	1994	m <sup>2</sup> 1979	m <sup>2</sup> 1994	kW <sub>th</sub> 1994	kW <sub>th</sub> 1994	kW <sub>th</sub> 1994
1	2	3	4	5	6	7	8
Modell II und Huttenheim	2.400	2.800	---	---	11.520	4.620	3.000
Neudorf	4.500		1.152.300	2.016.500			
Graben	4.700	9.100	836.200		37.270	20.000	13.000
Karlsdorf			941.470	1.638.200			
Neuthard	7.500	9.000	632.330	929.500	36.120	16.920	11.000
Bruchsal	23.300	27.100	3.423.900	3.738.900	109.360	53.850	35.000
Modell III ges.	97.000	117.000	---	---	469.620	221.820	144.600
Modell III und Rußheim	2.220	2.400	---	---	9.600	3.230	2.100
Liedolsheim	3.500	3.700	---	---	14.800	5.130	3.400
Hochstetten							
Linkenheim	9.350	9.600	232.500	238.000	38.400	14.600	9.500

Ermittlung von Wärmebedarf, Anschluß- und Höchstlastwert

Gemeinde	Einwohnerzahl		Bruttogeschoßfläche		Gesamt-Wärme- bedarf $\text{kW}_{th}$	Anschluß- wert $\text{kW}_{th}$	Höchstlast- wert $\text{kW}_{th}$
	1979	1994	$\text{m}^2$ 1979	$\text{m}^2$ 1994			
	1	2	3	4	5	6	7
Leopoldshafen (KfK)	5.530	6.300	500.000	550.000	24.600	23.080	15.000
Modell IV	117.600	139.000	---	---	557.020	267.860	174.600

Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis("Heiße Schiene")

Modell I 64 MW <sub>th</sub>	Erdverlegung		Freileitung	
	Anlagen-Teil	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM/a	Investitionen Mio DM
1	2	3	4	5
Auskopplungsanlage	7,6	3.4	7,6	3.4
Spitzenlastanlage	4,8	1.0	4,8	1.0
Transportleitungen	28,0	2.9	19,5	2.1
Druckerhöhungsstationen	1.0	0.6	1.0	0.6
Übergabestationen	2,2	0.3	2,2	0.3
Unterverteilungen	78,9	8.9	78,9	8.9
Hausstationen	12,8	1.5	12,8	1.5
Gesamt	135,3	18.6	126,8	17.8
Wärmepreis DM/MWh <sub>th</sub>		107		102

- 37 -

Tab. 3

Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis ("Heiße Schiene")

Modell II 83 MW <sub>th</sub>	Erdverlegung		Freileitung	
	Anlagen-Teil	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM/ a	Investitionen Mio DM
1	2	3	4	5
Auskopplungsanlage	10,0	4.5	10,0	4.5
Spitzenlastanlage	6,3	1.3	6,3	1.3
Transportleitungen	36,2	3.8	26,2	2.8
Druckerhöhungsstationen	1,7	0.9	1,7	0.9
Übergabestationen	2,9	0.3	2,9	0.3
Unterverteilungen	89,6	10.2	89,6	10.1
Hausstationen	16,6	2.0	16,6	2.0
Gesamt	163,3	23.0	153,3	21.9
Wärmepreis DM/MWh <sub>th</sub>		102		97

Tab. 4

Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis ("Heiße Schiene")

Modell III 145 MW <sub>th</sub>	Erdverlegung		Freileitung	
	Anlagen-Teil	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM/a	Investitionen Mio DM
1	2	3	4	5
Auskopplungsanlage	17,4	7.8	17,4	7.8
Spitzenlastanlage	10,9	2.3	10,9	2.3
Transportleitungen	88,9	9.4	59,9	6.3
Druckerhöhungsstationen	3,2	1.8	3,2	1.8
Übergabestationen	5,0	0.6	5,1	0.6
Unterverteilungen	145,6	16.4	145,6	16.4
Hausstationen	29,0	3.4	29,0	3.4
Gesamt	300.0	41.7	271,1	38.6
Wärmepreis DM/MWh <sub>th</sub>		106		98.0

- 39 -

Tab. 5

Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis ("Heiße Schiene")

Modell IV 175 MW <sub>th</sub>	Erdverlegung		Freileitung	
	Anlagen-Teil	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM/a	Investitionen Mio DM
1	2	3	4	5
Auskopplungsanlage	21,0	9.5	21,0	9.5
Spitzenlastanlage	13,0	2.7	13,0	2.7
Transportleitungen	112,7	11.9	77,1	8.1
Druckerhöhungsstationen	5,6	3.1	5,6	3.1
Übergabestationen	6,1	0,7	6,1	0,7
Unterverteilungen	172,6	19.5	172,4	19.5
Hausstationen	35,0	4.1	35,0	4.1
Gesamt	366,0	51.5	330,2	47.7
Wärmepreis DM/MWh <sub>th</sub>		108		100

140

Tab. 6



Preise je Meter für verlegte Doppelleitung, Preisstand Mitte 1980

DN	Freileitung auf Sockeln DM	Kunststoffmantel- verbundsystem (erdverlegt) DM	unisolierterd- verlegte Rohr- leitung DM
100	500,--	840,--	450,--
150	609,--	1.022,--	510,--
200	750,--	1.120,--	586,--
250	920,--	1.295,--	710,--
300	1.080,--	1.470,--	816,--
350	1.166,--	1.855,--	928,--
400	1.300,--	2.030,--	1.111,--
500	1.588,--	2.520,--	1.242,--
600	2.092,--	2.715,--	1.470,--
700	2.579,--	3.220,--	1.775,--
800	---	4.060,--	2.070,--
900	---	---	2.385,--
1000	---	---	2.523,--

Kapitaldienst und Unterhaltung("Heiße und Kalte Schiene", Zentralheizung)

	Zinssatz	%/a	Lebensdauer	a	Kapitaldienst	%/a	Unterhaltung	%/a	Kapitaldienst + Unterhaltung	%/a
Auskopplungsanlage	8,5		25		9,77		2		11,77	
Spitzenheizwerk	8,5		20		10,57		2,5		13,07	
Transportleitung	8,5		35		9,02		1,5		10,52	
Druckerhöhungsstation	8,5		25		9,77		1,5		11,27	
Übergabestation	8,5		35		9,02		2		11,02	
Unterverteilung	8,5		35		9,02		2		11,02	
Hausstation	8,5		25		9,77		2		11,77	
Wärmetauscher	8,5		30		9,31		1		10,31	
Wärmepumpeneinheit	8,5		15		12,04		4		16,04	
Zentralheizung mit Rohrleitungsnetz	8,5		15		12,04		2		14,04	
Brennstofflager + Schornstein	8,5		35		9,02		1,5		10,52	

Aufteilung der Wärmelast in Grund- und Spitzenlast ("Heiße Schiene")

		Modell I	Modell II	Modell III	Modell IV
Grundlastanteil (Auskopplung) $MW_{th}$	1	38	50	87	105
Spitzenlastanteil (Heizwerk) $MW_{th}$	2	26	33	58	70
Auslegung des Heizwerkes (75 % der Höchst- last) $MW_{th}$	3	48	63	109	130
Höchstlastwert $MW_{th}$	4	64	83	145	175

Tab. 9

Ölverbrauch und Öleinsparung im Vergleich mit der Einzelzentralheizung

	Modell I	Modell II	Modell III	Modell IV
Ölverbrauch	t/a	t/a	t/a	t/a
"Heiße Schiene" (Spitzenlastanlage)	1.000	1.300	2.200	2.600
"Kalte Schiene" (Wärmepumpe und Spitzenlastanlage)	14.700	19.000	33.300	40.100
<u>Einzelzentralheizung</u>	<u>18.500</u>	<u>24.000</u>	<u>41.900</u>	<u>50.600</u>
Eingesparte Ölmengen im Vergleich mit Einzel- zentralheizung				
"Heiße Schiene" (Spitzenlastanlage)	17.500	22.700	39.700	48.000
"Kalte Schiene" (Wärmepumpe und Spitzenlastanlage)	3.800	5.000	8.600	10.500

Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis ("Kalte Schiene")

Anlagen-Teil	Modell I 64 MW <sub>th</sub>		Modell II 83 MW <sub>th</sub>	
	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM / a	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM/a
1	2	3	4	5
Wärmetauscher-Kondensat- kreislauf	1,6	0,2	2,1	0,2
Wärmepumpen-Einheiten	36,3	15,8	47,1	20,5
Spitzenlastanlage	4,8	0,9	6,2	1,2
Transportleitungen	21,0	2,2	27,6	2,9
Druckerhöhungsstationen	2,9	1,6	4,9	2,7
Unterverteilungen	78,9	8,9	89,6	10,1
Hausstationen	12,8	1,5	16,6	2,0
<b>Gesamt</b>	<b>158,3</b>	<b>31,1</b>	<b>194,1</b>	<b>39,6</b>
Wärmepreis DM/MWh <sub>th</sub>		171		168

Investitionen, jährliche Kosten und Wärmepreis ("Kalte Schiene")

	Modell III 145 MW <sub>th</sub>		Modell IV 175 MW <sub>th</sub>	
Anlagen-Teil	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM/a	Investitionen Mio DM	jährl. Kosten Mio DM/a
1	2	3	4	5
Wärmetauscher-Kondensat- kreislauf	3,7	0,4	4,5	0,5
Wärmepumpen-Einheiten	82,2	35,5	99,2	43,1
Spitzenkessel	10,9	2,2	13,1	2,6
Transportleitungen	55,8	5,9	75,5	7,9
Druckerhöhungsstationen	13,5	7,5	16,2	9,1
Unterverteilungen	145,6	16,4	172,4	19,4
Hausstationen	29,0	3,4	35,1	4,1
<b>Gesamt</b>	<b>340,7</b>	<b>71,3</b>	<b>416,0</b>	<b>86,7</b>
Wärmepreis DM/MWh <sub>th</sub>		173		174

Wärmelastung P 600 kW Jahresabnahme A Benutzungsdauer Tm	900 MWh 1500 h/a	1200 MWh 2000 h/a	Durchschnittspreis DM/MWh	Preis- veränderung in % gegen- über VEA- Fernwärme- preisver- gleich vom 1.4.1978
Stw. Augsburg	52,26	48,72	HKW <sup>1)</sup>	24,6
Stw. Bielefeld	49,37	46,45	HKW	36,9
Stw. Bochum	56,74	56,62	HKW	18,5
Stw. Böblingen	45,57	42,99	HKW	—
Stw. Bonn	41,27	39,12	HKW	—
Stw. Braunschweig	51,26	48,07	HKW	16,~
Stw. Bremen	50,46	46,73	HKW	22,3
SÜC, Coburg	45,24	42,80	HKW	—
Fernwärme Niederrhein, Dinstaken	52,49	49,53	HW	—
VEW, Dortmund	58,01	53,73	HKW	13,3
Stw. Düsseldorf	55,63	49,66	HKW	20,7
Stw. Duisburg	46,88	43,68	HKW	6,9
Erlanger Stadtwerke	54,41	47,11	HKW	2,9
Stw. Flensburg	42,83	38,—	HKW	—
Stw. Frankfurt				
Dampf	51,43	49,23	HKW	6,3
Heizwasser	59,21	52,38	HKW	11,9
Stw. Fürth	53,45	45,45	HW	15,2
Fernheizwerk Ziebers-Nord, Fulda	68,93	68,93	HW	44,5
HEW, Hamburg <sup>1)</sup>	56,74	47,26	HKW	6,1
Ferndampfversorgung Hameln	44,23	44,23	HKW	7,0
Stw. Hamm	52,33	47,50	HKW	10,5
Stw. Hannover	46,60	43,20	HKW	30,0
HASTRA, Hannover (Lüneburg)	49,75	47,56	HKW	18,5
Stw. Heidelberg	59,—	54,70	HW	23,8
EVS, Heilbronn	43,93	39,37	HKW	14,2
Stw. Heilbronn	54,52	52,35	HW	23,6
Stw. Herten	47,09	46,86	HKW	5,2
Gemeindewerke Hürth	48,96	43,23	HKW	2,8
Stw. Iserlohn	49,75	45,01	HW	14,1
Stw. Kaiserslautern	49,19	49,19	HKW	7,9
Stw. Karlsruhe	41,89	37,39	HKW	—
Städtische Werke Kassel	56,39	53,34	HW	10,5
Stw. Kempen	49,63	47,31	HW	17,6
Stw. Kiel	46,90	46,90	HKW	13,1
GEW, Köln	44,21	40,04	HKW	24,0
Stw. Lemgo	42,93	40,95	HKW	21,8
Energieversorgung Leverkusen	46,55	41,49	HW	3,7
Stw. München				
Innenstadt	52,15	48,71	HKW	17,6
Industrie	51,77	48,76	HKW	18,6
Stw. Münster	40,56	40,13	HKW	—
Stw. Neustadt a. d. Weinstraße	52,73	47,46	HW	11,5
EWAG, Nürnberg	48,16	43,13	HKW	2,4
Stw. Pforzheim	58,11	54,35	HKW	16,6
Stw. Pirmasens	45,97	43,15	HKW	9,4
Stw. Reutlingen	55,20	52,20	HW	10,8
Stw. Saarbrücken	54,93	50,40	HKW	12,0
TWS, Stuttgart				
Heizwasser Stadtmitte	46,48	41,86	HKW	14,0
Dampf 4,5 bar	51,19	51,—	HKW	10,9
Dampf 18,0 und 5,5 bar	53,18	53,11	HKW	14,9
Gemeinde Truppenkamp	67,01	62,94	HW	21,5
Stw. Wolfsburg	43,13	39,10	HKW	10,3
Würzburger Versorg. u. Verk. GmbH	48,38	45,64	HKW	31,7
Wuppertaler Stadtwerke	44,66	44,05	HKW	8,3
EVS, Ulm	61,58	56,15	HKW	18,2

<sup>1)</sup> HEW 7 m<sup>3</sup> Heizwasser pro MW Anschlußwert!

<sup>2)</sup> HKW = Heizkraftwerk, HW = Heizwerk

Fernwärmepreisvergleich 1980

Wärmedichte, Transport-Wärmeleistung

	Modell I	Modell II	Modell III	Modell IV
Einwohner je Siedlungs- fläche $E/\text{km}^2$	2.141	2.313	2.534	2.592
Wärmeleistung Fernwärme je Siedlungsfläche $\text{MW}/\text{km}^2$	3,084	3,518	3,785	3,857
Wärmeleistung Fernwärme je km Transportstrecke $\text{MW}/\text{km}$	3,184	3,255	2,799	2,593



14 .3 Abbildungen

Landkarte mit eingezeichnetem Trassenverlauf ("Heiße Schiene") :

Abb. 1 Modell I

Abb. 2 Modell II

Abb. 3 Modell III

Abb. 4 Modell IV

Abb. 5 Prinzipschaltbild "Heiße Schiene"

Abb. 6 Diagramme zur Ermittlung der Arbeitsanteile [4]

Abb. 7 Diagramme zur Ermittlung der Benutzungsstunden von Grundlast- und Spitzenlastanlage [3]

Abb. 8 Prinzipschaltbild "Kalte Schiene"

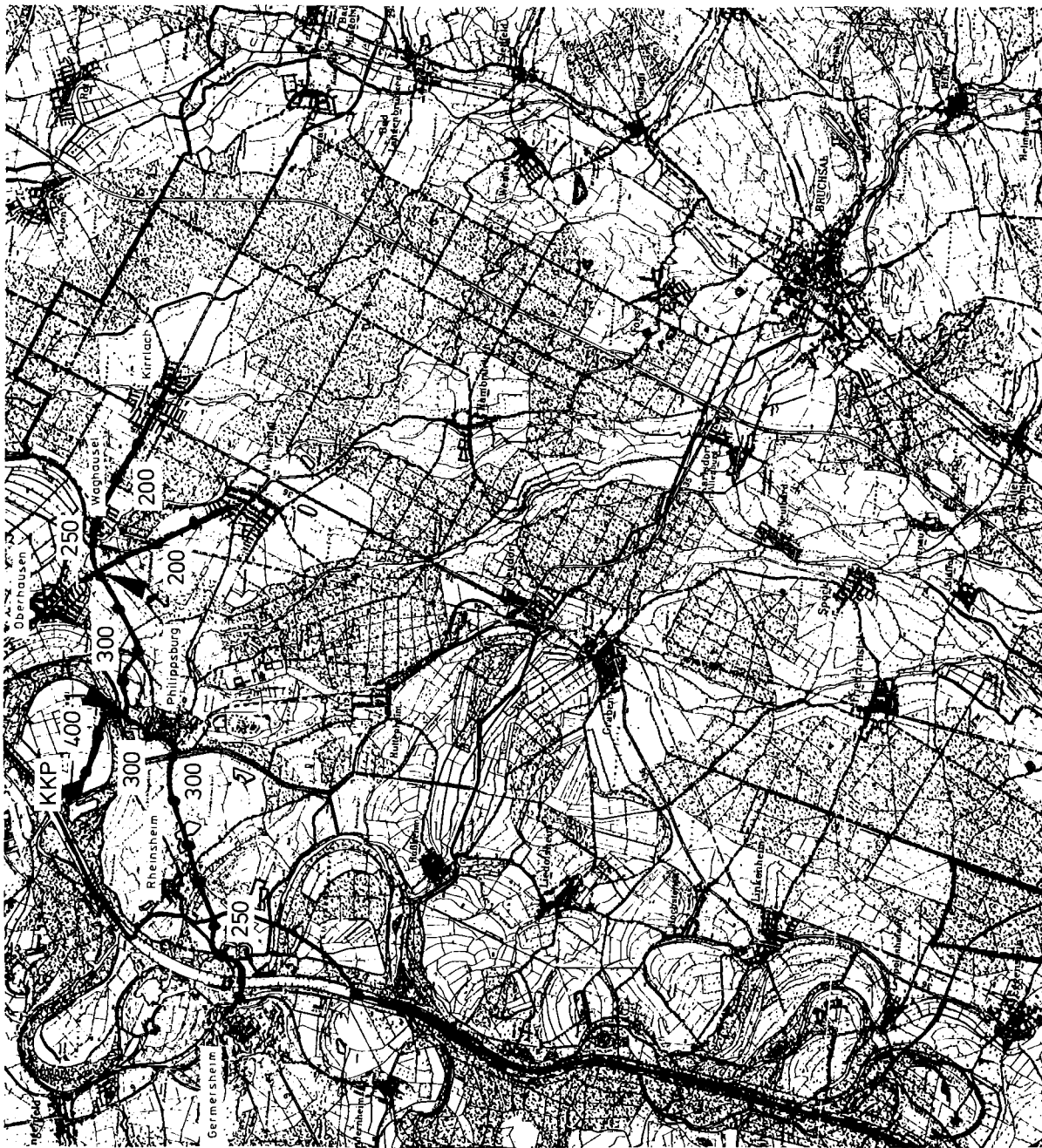
Landkarte mit eingezeichnetem Trassenverlauf ("Kalte Schiene") :

Abb. 9 Modell I

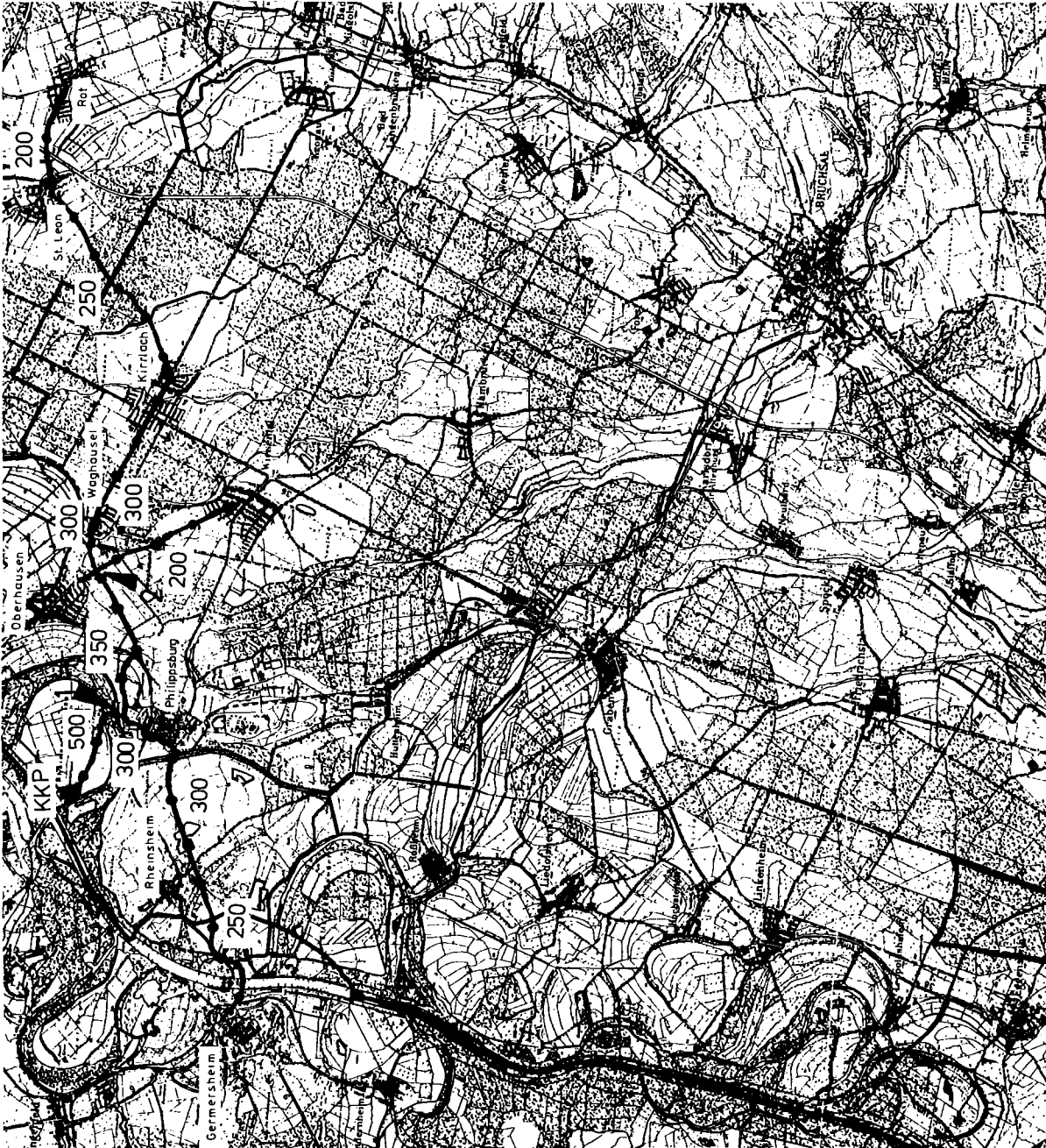
Abb. 10 Modell II

Abb. 11 Modell III

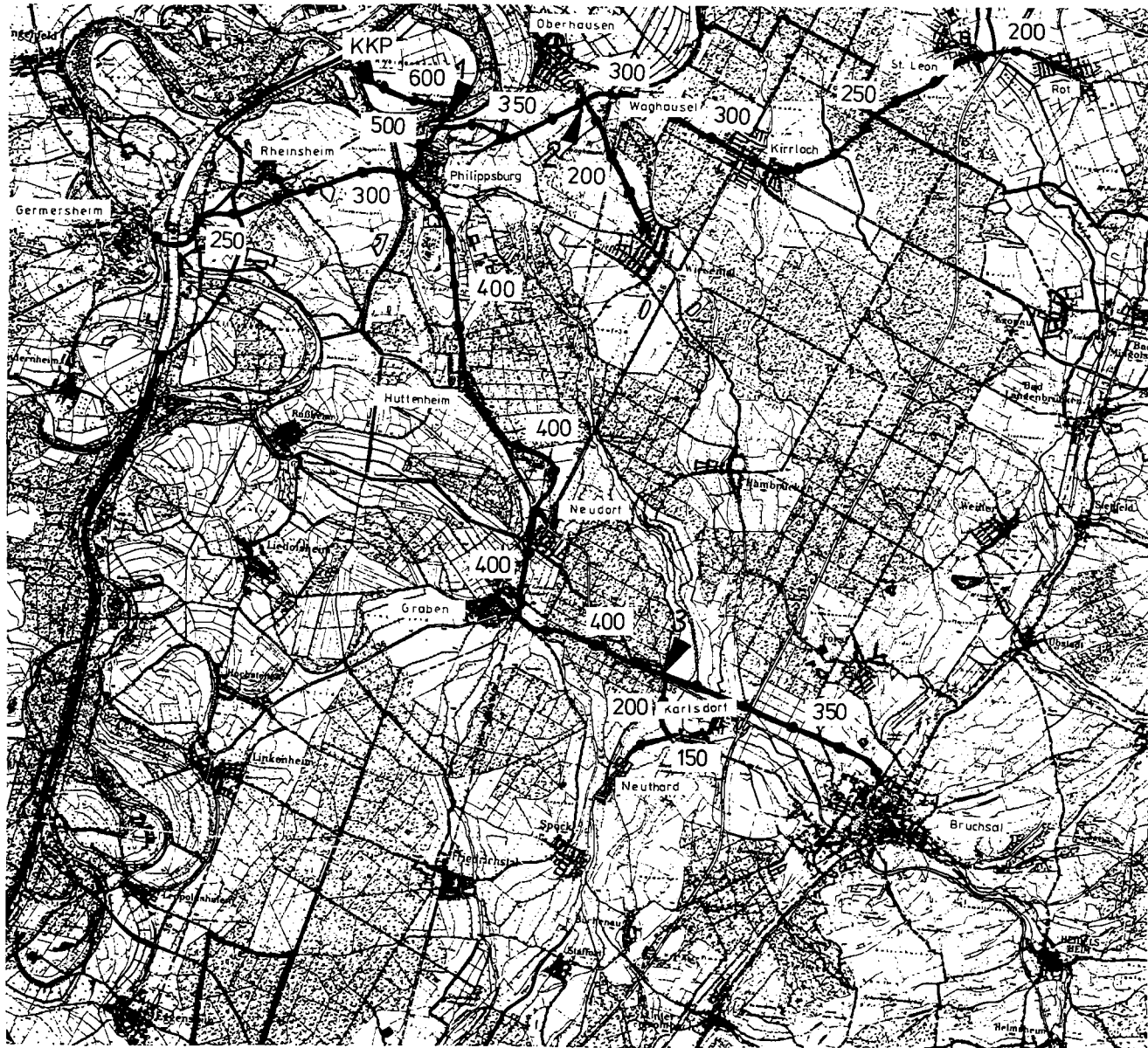
Abb. 12 Modell IV



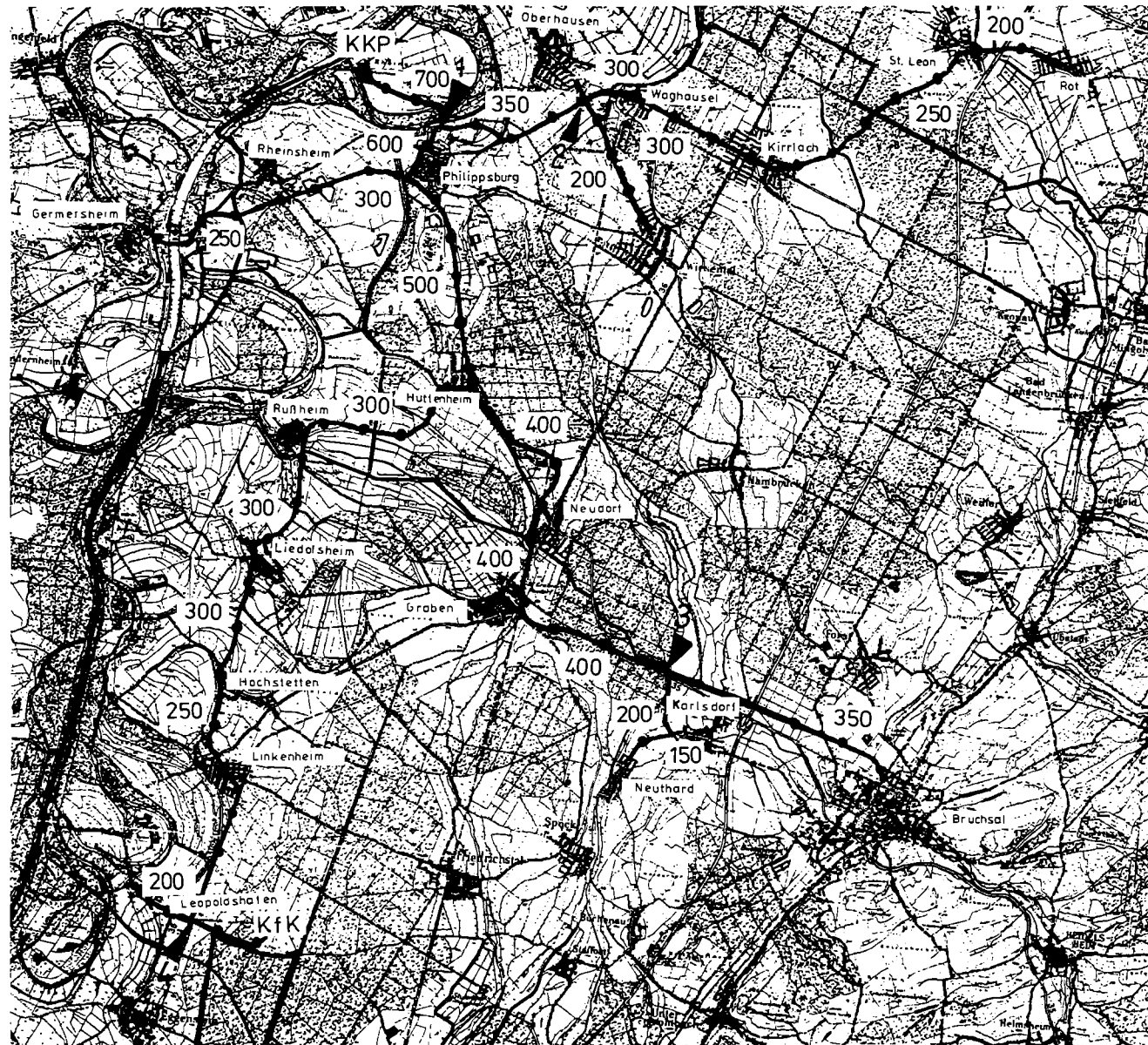
"HEISSE SCHIENE" ABB.1  
MODELL I



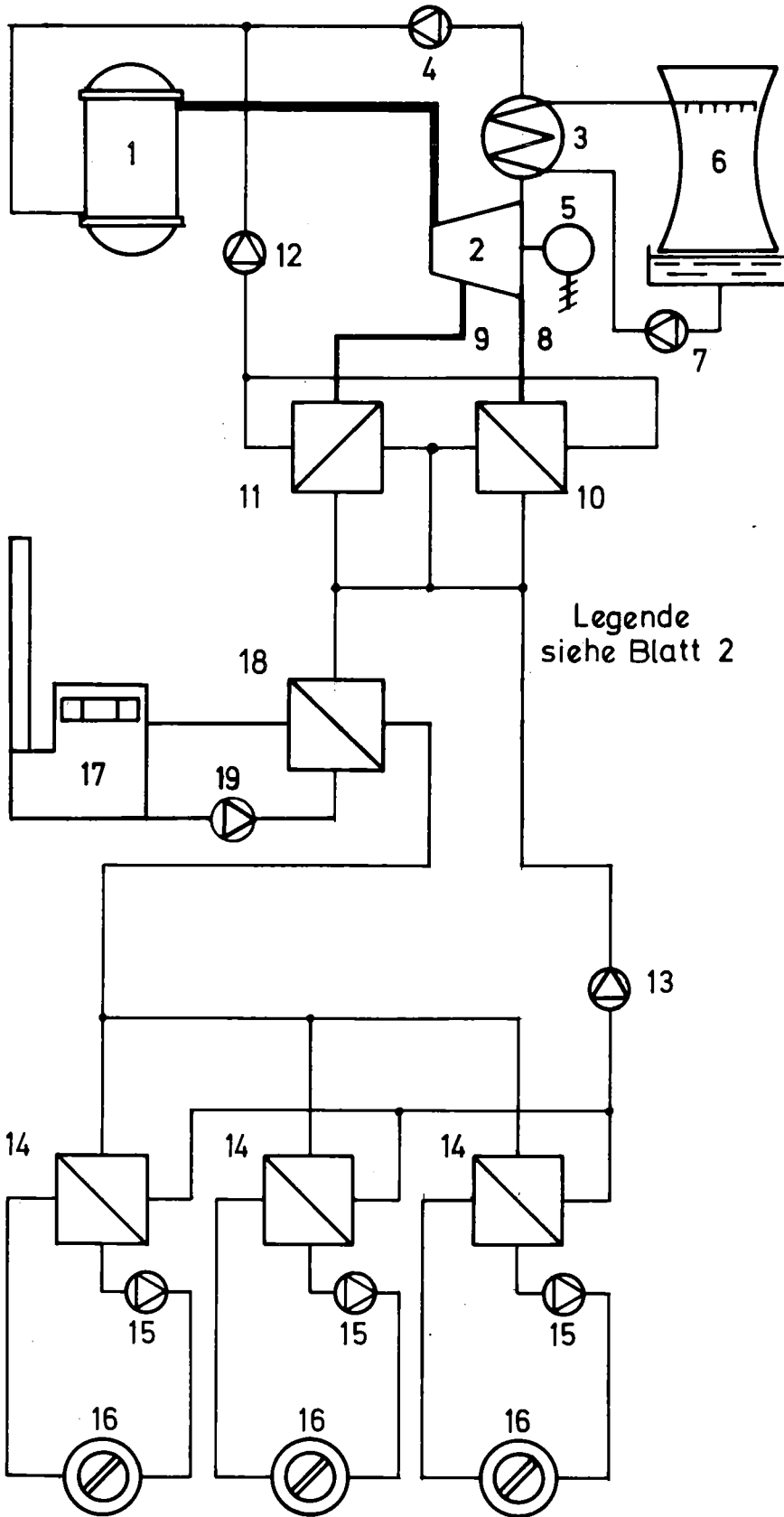
"HEISSE SCHIENE" ABB. 2  
MODELL II



"HEISSE SCHIENE" ABB.3  
MODELL III



"HEISSE SCHIENE" ABB.4  
MODELL IV



Kraftwerk

Auskopplungs -  
anlage

Legende  
siehe Blatt 2

Spitzenheizwerk  
(Reserveanlage)

Transportstrecke  
mit Druckerhö -  
hungsstationen

Übergabestation  
für jede Ortschaft

Unterverteilung  
bis zu den Haus -  
stationen der  
Einzelabnehmer

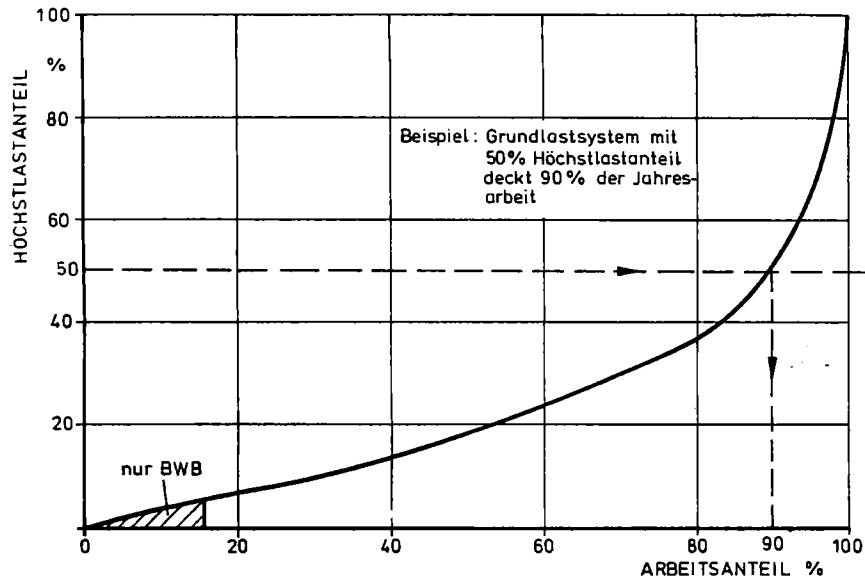


Fernheizung durch Wärmeauskopplung aus KKP  
("Heiße Schiene")

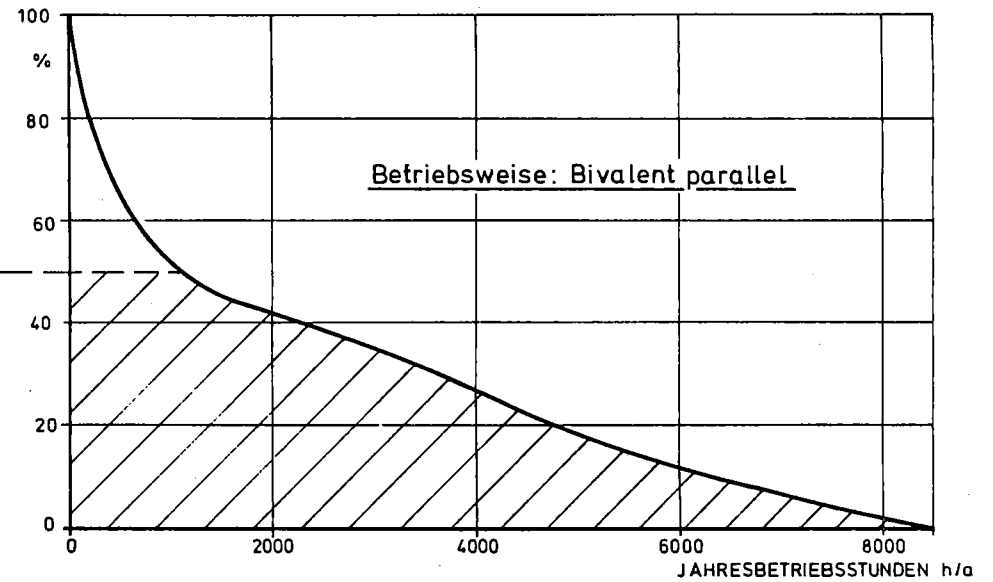
ABB. 5 BL. 1

Legende zum System "Heiße Schiene"

1. Reaktor
2. Turbine
3. Kondensator
4. Speisewasserpumpen
5. Generator
6. Kühlturm
7. Kühlkreispumpen
8. ND-Anzapfung
9. HD-Anzapfung
10. ND-Vorwärmer
11. HD-Vorwärmer
12. Kondensatpumpen
13. Druckerhöhungspumpen
14. Übergabestationswärmetauscher
15. Unterverteilungsnetzpumpen
16. Einzelabnehmer
17. Spitzenheizwerk
18. Spitzenwärmetauscher
19. Kesselspeisepumpe



Arbeitsanteile in Abhängigkeit von den Höchstlastanteilen



Geordnete Jahresdauerlinie der Höchstlastanteile über die Jahresbetriebsstunden für bivalenten Betrieb (Grund- u. Spitzenlasteinheiten parallel).



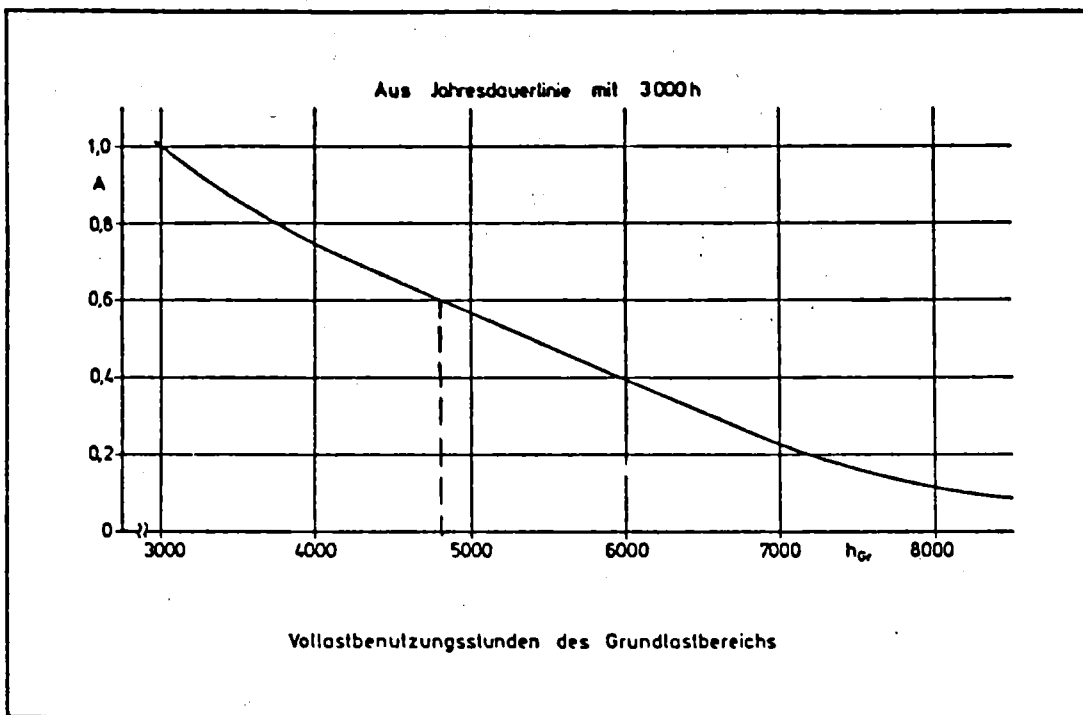


Abb. 7a [3]

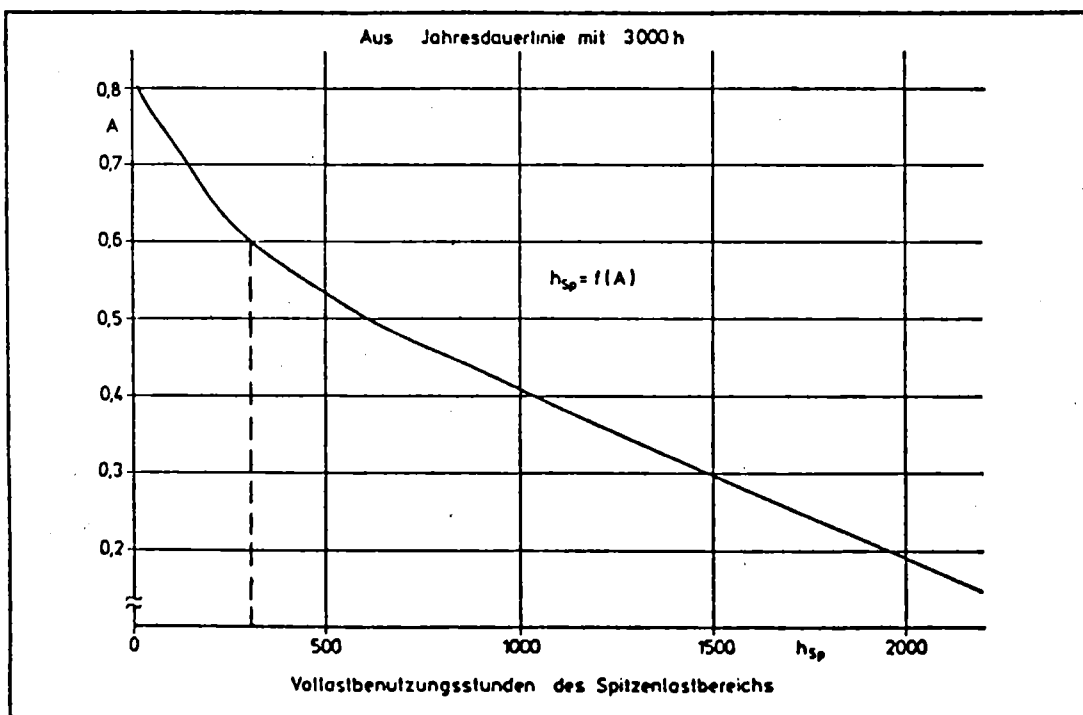
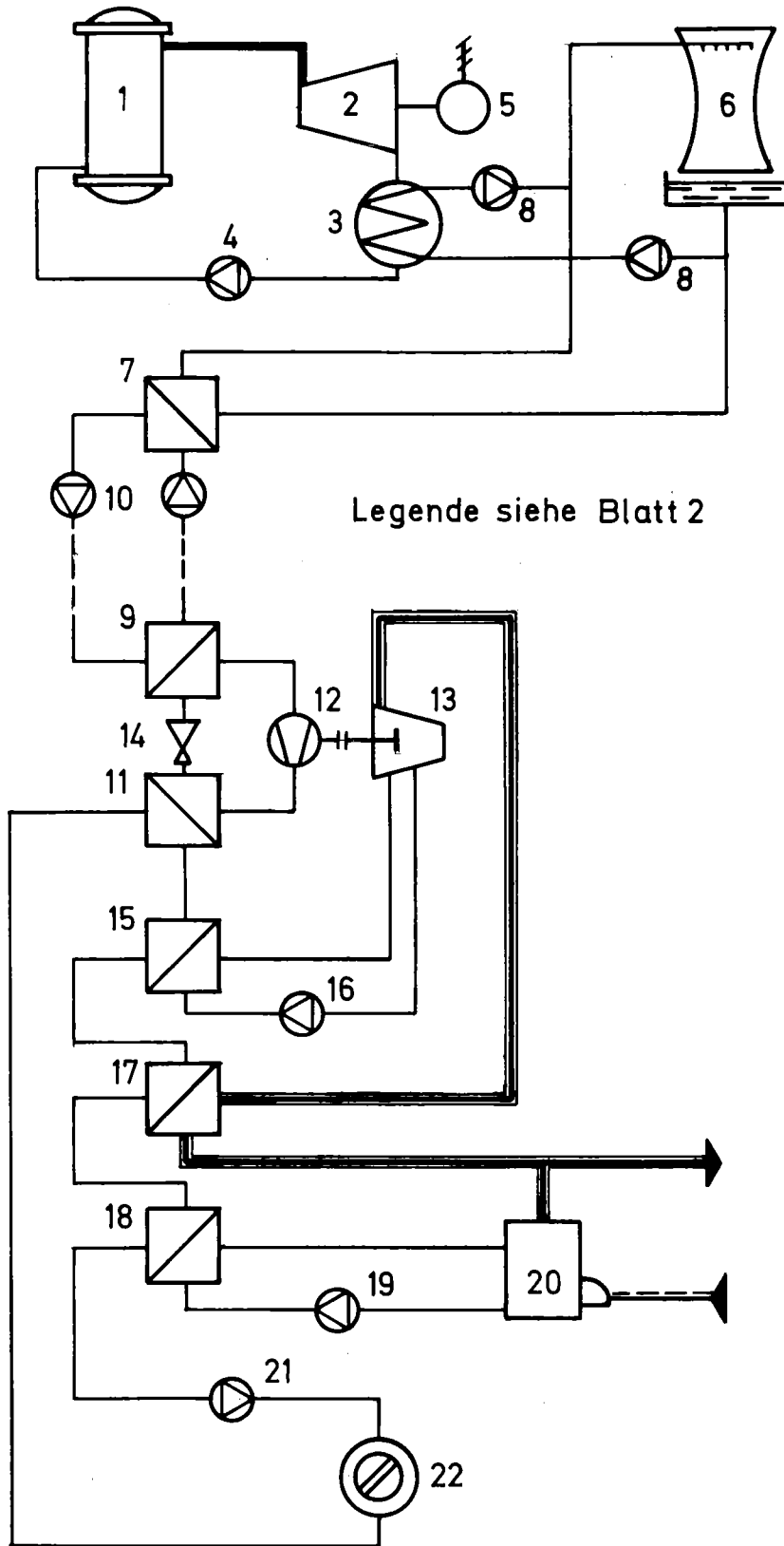


Abb. 7b [3]



Kraftwerk

Wärmeentnahme  
aus Kondensat-  
kreislauf

Transportstrecke  
mit Druckerhö -  
hungsstationen

Blockstation  
(für jede Ortschaft  
getrennte Anlage)

Wärmepumpe mit  
Verbrennungs -  
motor und Ab-  
wärmenutzung

Spitzenkessel  
(Reservehaltung)

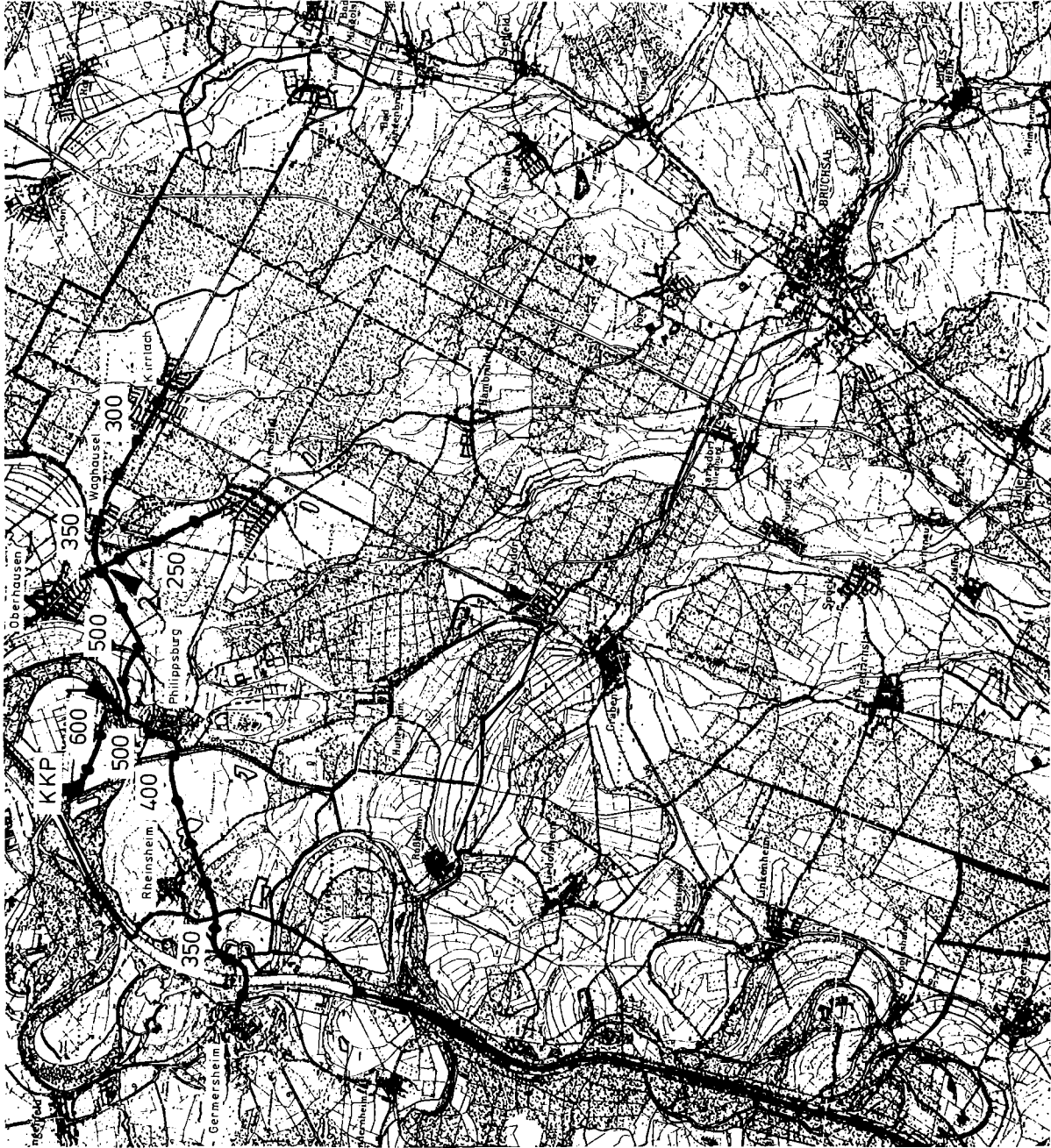
Unterverteilung bis  
zu den Haussta -  
tionen der Einzel -  
abnehmer

Legende siehe Blatt 2

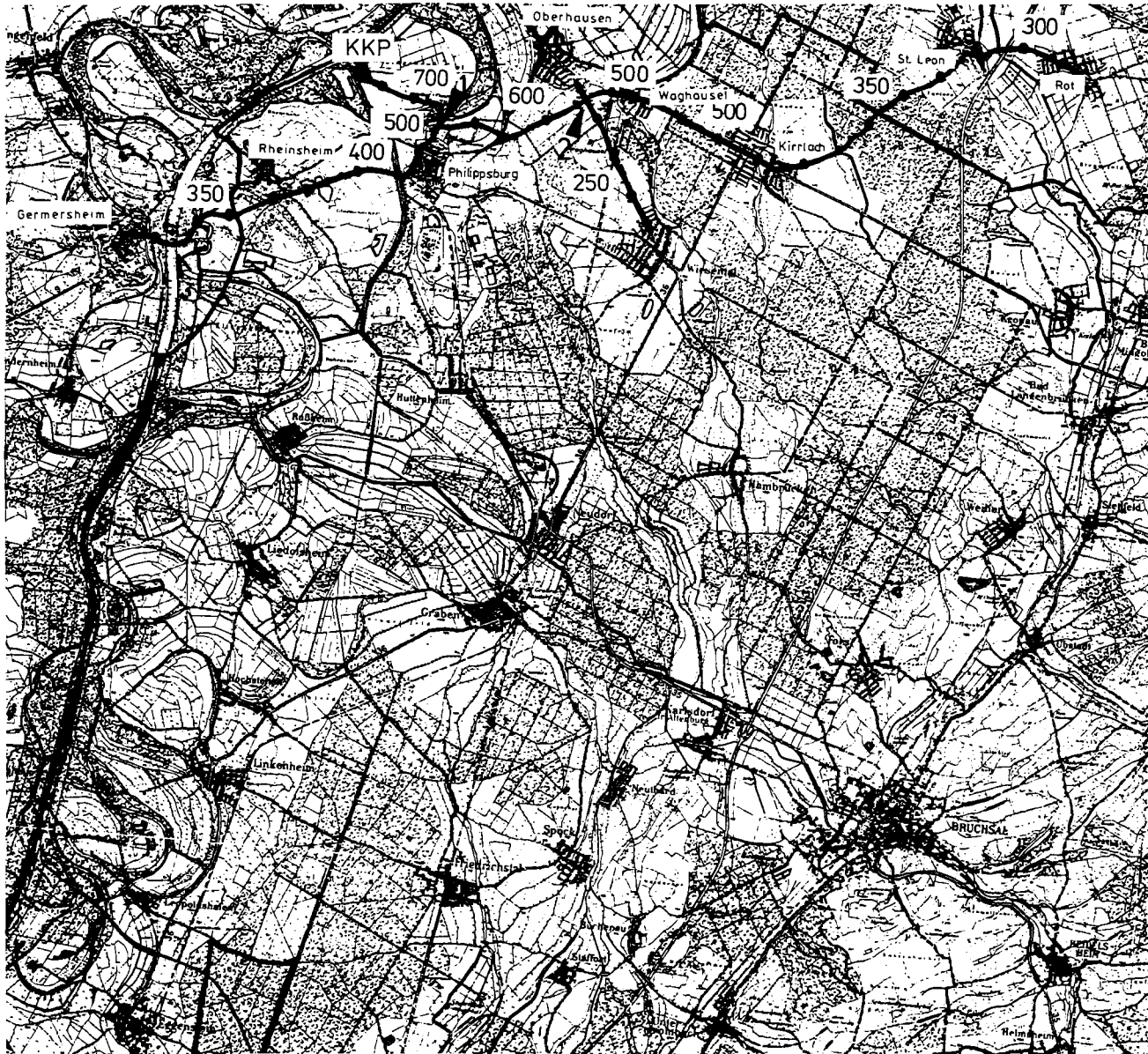


Legende zum System "Kalte Schiene"

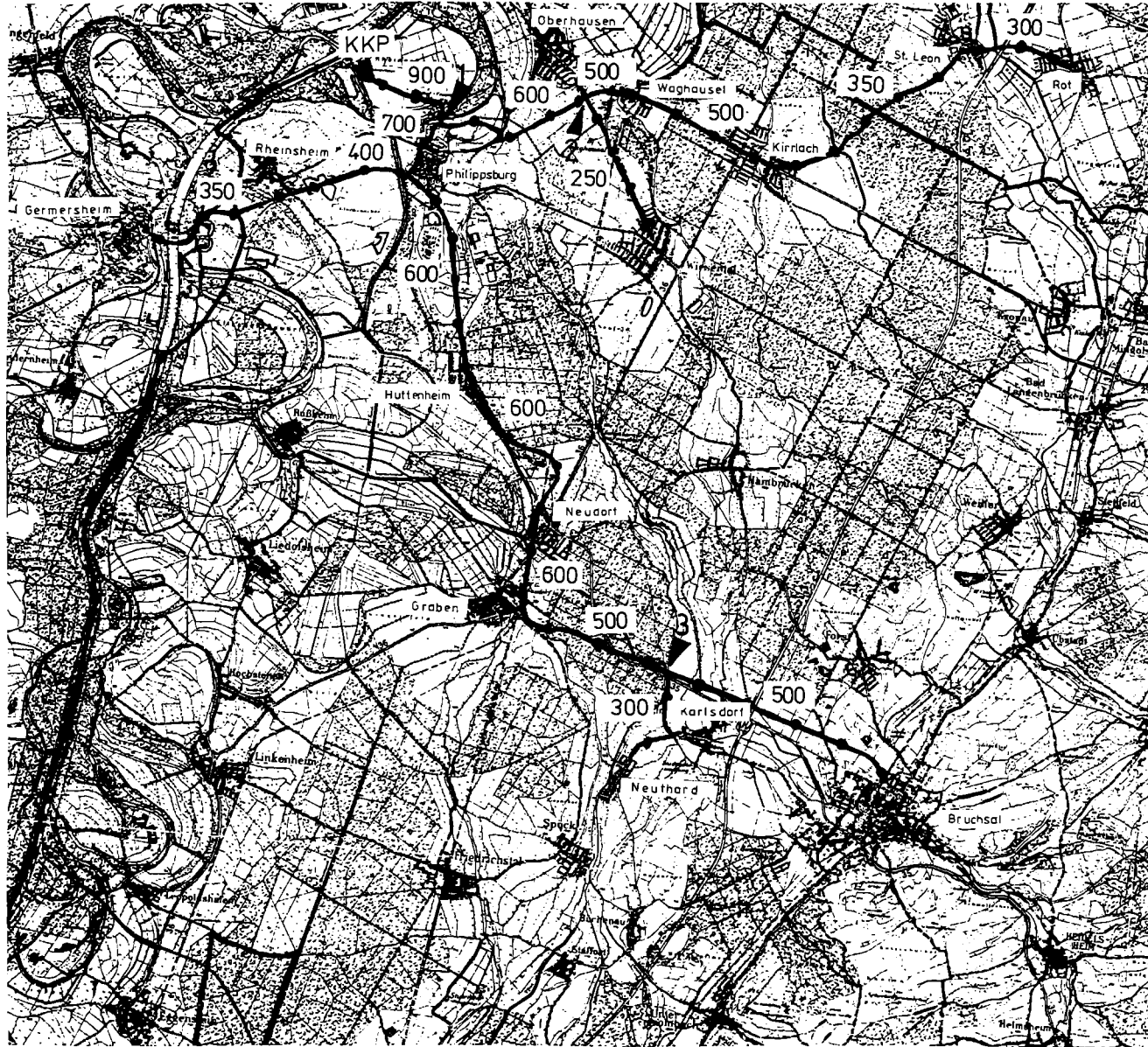
1. Reaktor
2. Turbine
3. Kondensator
4. Speisewasserpumpen
5. Generator
6. Kühlturm
7. Wärmetauscher Kühlkreislauf/Transportkreislauf
8. Kühlkreispumpen
9. Verdampfer der Wärmepumpe (WP)
10. Druckerhöhungspumpen
11. Kondensator der WP
12. Kompressor
13. Verbrennungsmotor
14. Drosselorgan
15. Wärmetauscher für Wärmenutzung aus dem Motorkühlwasser
16. Kühlwasserpumpe
17. Wärmetauscher für Wärmenutzung aus dem Rauchgas des Verbrennungsmotors
18. Wärmetauscher Heizwasser/Spitzenkessel
19. Kesselspeisepumpe
20. Spitzenheizkessel
21. Unterverteilungsnetzpumpen
22. Einzelabnehmer



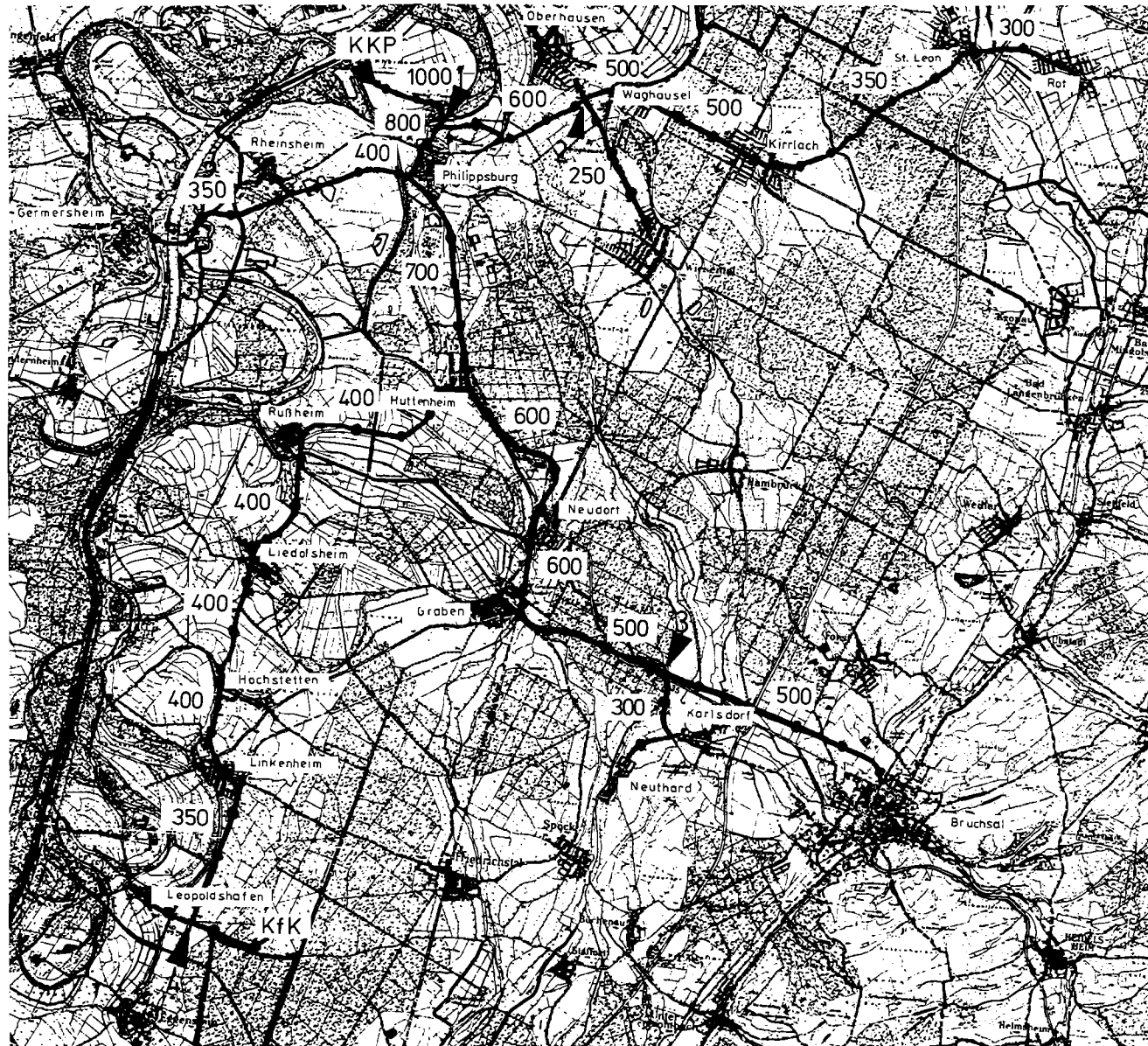
"KALTE SCHIENE" ABB. 9  
MODELL I



"KALTE SCHIENE" ABB.10  
MODELL II



"KALTE SCHIENE" ABB.11  
MODELL III



"KALTE SCHIENE" ABB.12  
MODELL IV