Fachhochschule Trier

Studiengang Versorgungstechnik

Diplomarbeit

Machbarkeitsstudie über eine Fernwärmeversorgung mit Holzhackschnitzelfeuerung am Beispiel der Stadt Daun

Diplomanden:

Christine Berens

Ralph Conrad

Betreuer

Prof. Dr.-Ing. Manfred Schlich

Im Auftrag der Forschungsanstalt für Waldökologie und Forstwirtschaft Rheinland-Pfalz

INHALTSVERZEICHNIS

ABBILDUNGSVERZEICHNIS 4

DIAGRAMM- UND TABELLENVERZEICHNIS 5

ZUSAMMENFASSUNG 7

FORMEL- UND ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS 11

1 EINLEITUNG 14

1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung der Diplomarbeit 15

1.2 Vorgehen, Abgrenzungen und Erwartungen 17

2 DATENERFASSUNG 19

2.1 Die Stadt Daun und ihre örtlichen Gegebenheiten 19

2.2 Verbraucherdaten 24

2.2.1 Industrieabnehmer mit großem Produktionsanteil 24

2.2.2 Bürogebäude und im Abnahmeverhalten ähnliche Gebäude 26

2.2.3 Krankenhäuser und ähnliche Gebäude 27

2.3 Biomasse als Brennstoff 29

2.3.1 Brennstoffmerkmale von HHS 31

2.3.2 Verbrennung von HHS 38

2.3.3 Bereitstellung und Lagerung von HHS 39

2.3.3.1 Bereitstellung von HHS 40

2.3.3.2 Lagerung von HHS 41

3 BEARBEITUNG DER DATEN 42

3.1 Netzvarianten 43

3.1.1 Vorstellung der Netzvarianten 43

3.1.2 Kurzübersicht über die technischen Daten der einzelnen Netzvarianten 48

3.2 Anlagentechnik des Netzes 49
3.2.1 Leitungsnetzaufbau 49
3.2.1.1 Hauptverteilung 49
3.2.1.2 Unterverteilungen und Hausanschlüsse 50
3.2.2 Rohrleitungssysteme und ihre Verlegung 52
3.2.3 Netzdimensionierung 55
3.2.4 Netzregelung 57
3.2.5 Hausstationen 58
3.2.5.1 Anbindungsvarianten 60
3.2.5.2 Trinkwassererwärmung 61
3.2.6 Zusammenfassung und Darstellung der möglichen Betreiberkonzepte 63
3.2.6.1 Die Kommune als Betreiber 63
3.2.6.2 GmbH als Betreiber 63
3.2.6.3 Genossenschaft als Betreiber 64
3.2.6.4 Kommanditgesellschaft als Betreiber 64
3.2.6.5 Contractor als Betreiber 64

3.3 Auflistung der Leitungslängen der drei Fernwärmenetze 65

3.4 Brennstoffvarianten der Kesseldimensionierung 67
3.4.1 Kesseldimensionierung - 100% HHS-Kessel 68
3.4.2 Kesseldimensionierung - 60% HHS-Kessel und 40% Gaskessel 70
3.4.3 Kesseldimensionierung - 30% HHS-Kessel und 70% Gaskessel 71
3.4.4 Schlußbemerkung zu Kapitel 3.4 73

3.5 Aufstellen der Jahresdauerlinien und Dimensionierung der Kesselleistung 75

4 WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG 81

4.1 Kosten der Leitungstrasse 82

4.2 Kosten der Kesselanlage mit Holzfeuerung 85

4.3 Kosten der Kesselanlage mit Gasfeuerung 85

4.4 Kosten sonstiger Anlagenkomponenten 88

4.5 Annuitätsberechnung 89
4.5.1 Erklärung des Berechnungsverfahrens 89
4.5.2 Berechnung der Annuitäten 93
4.5.3 Ermittlung eines Kilowattstundenpreises aus den Jahresannuitäten 95

5 SENSITIVITÄTSANALYSE DER VARIANTEN 97

5.1 HHS-Preis von 5€/MWh 101

5.2 HHS-Preis von10€/MWh 103

5.3 HHS-Preis von 15€/MWh 105

6 DISKUSSION DER ÖKOLOGISCHEN GESICHTSPUNKTE 108

6.1 Grenzwerte für Emissionen einer Holzhackschnitzelanlage 109

6.2 Luftschadstoffe 110

6.2.1 CO_2-Emissionen 111

6.2.2 SO_2-Emissionen 112

6.2.3 NO_X-Emissionen 113

6.2.4 CO- Emissionen 114

6.2.5 Staub- Emissionen 115

6.3 Ökologisches Fazit 116

7 ABSCHLIEßENDE BEWERTUNG 117

8 LITERATUR 120

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Übersicht über die Lage der zur Auswahl stehenden Standorte 20
Bild 2.1-1: Das Gelände am Bahnhof Daun 21
Bild 2.1-2: Das Gelände oberhalb des Autohauses Knötgen 22
Bild 2.1-3: Das Gelände oberhalb des Schulzentrums Daun 23
Abbildung 2.3: CO_2-Kreislauf 29
Bild 2.3.1-1: Holzhackschnitzel [5] 31
Abbildung 2.3.1-2: Abhängigkeit des Heizwertes vom Wassergehalt [5] 33
Abbildung 2.3.2: Verbrennungsphasen von Holz 39
Bild 3.1.1-1: Stadtplan von Daun mit Kennzeichnung des Einzugsgebietes von Variante 1 44
Bild 3.1.1-2: Stadtplan von Daun mit Kennzeichnung des Einzugsgebietes von Netzvariante 2 45
Bild 3.1.1-3: Stadtplan von Daun mit Kennzeichnung des Einzugsgebietes von Netzvariante 3 46
Abbildung 3.2.1.1: Varianten der Netzausführung [2] 49
Abbildung 3.2.1.2-1: Standard-Trassenführung [2] 50
Abbildung 3.2.1.2- 2: Haus-zu-Haus-Trassenführung [2] 51
Abbildung 3.2.1.2-3: Misch-Trassenführung [2] 51
Abbildung 3.2.2: Einsatzbereiche der verschiedenen Rohrsysteme [2] 53
Abbildung 3.2.5-1: Beispiel einer Hausstation [2] 58
Abbildung 3.2.5-2: Schaubild der Anbindungsvarianten [2] 59
Abbildung 3.2.5.2: TWE- Systeme [2] 61
Abbildung 3.4.1: Abdeckung des Energiebedarfs mittels 100% HHS 69
Abbildung 3.4.2: Aufteilung der Kesselleistung auf einen HHS- Kessel bei 60% der Spitzenleistung und eines Gaskessels bei 40% 70
Abbildung 3.4.3: Aufteilung der Spitzenleistung in 30% HHS und 70% Gas 72
Abbildung 3.5: Belastungsdauerlinie eines Heizwerkes zur Raumheizung 76
Abbildung 4.5.1: Fließschema zur Annuitätsberechnung [7] 90

Diagramm- und Tabellenverzeichnis

Diagramm 2.2.1: Jahresverbrauchskurve für Industrieabnehmer 25
Diagramm 2.2.2: Jahresverbrauchskurve für Bürogebäude……..27
Diagramm 2.2.3: Jahresverbrauchskurve für Krankenhäuser 27
Tabelle 2.3.1-1: Spez. Heizwerte und Energiedichten versch. Holzarten [5] 32
Tabelle 2.3.1-2: Umrechnung Wassergehalt in Feuchtegehalt [5] 35
Tabelle 2.3.1-3 : Wasser- und Feuchtegehalt ausgesuchter Sortimente [5] 36
Tabelle 2.3.1- 4: Einteilung von HHS nach anlagentechnischen Kriterien [5] 37
Tabelle 3.1.1: Übersicht über die drei Netzvarianten und deren Merkmale 43
Tabelle 3.1.2: Kurzübersicht Wärmebedarf der Netzvarianten 48
Tabelle 3.2.3: Relative Netzverluste [2] 56
Diagramm 3.3: Klassifizierung verschiedener Leitungstypen [1] 65
Tabelle 3.5.1: Zusammenfassung der Kesselanzahlen und der Kesselleistungen der drei Netzvarianten 79
Tabelle 4.1: Übersicht über die Leitungskosten für jede Netzvariante 84
Tabelle 4.3: Preise der einzelnen Kessel der Firma Buderus mit Gasfeuerung..... 86
Tabelle 4.3.1: Kosten der Brenner, aufgeteilt in drei Leistungsgruppen 87
Tabelle 4.5.1: Komponenten der Kostenpositionen 92
Tabelle 4.6: Auflistung der Kostenpositionen der Annuitätsberechnung..... 93
Tabelle 4.7: Jahresannuitäten und errechneter Kilowattstundenpreis 95
Tabelle 5-1: Übersicht der Kosten des Ist- Zustandes 99
Diagramm 5.1-1: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 3%/a und einem HHS-Preis von 5€/MWh.....101
Diagramm 5.1-2: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 6%/a und einem HHS-Preis von 5€/MWh.....102
Diagramm 5.1-3: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 9%/a und einem HHS-Preis von 5€/MWh.....102
Diagramm 5.2-1: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 3%/a und einem HHS-Preis von 10€/MWh.....103
Diagramm 5.2-2: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 6%/a und einem HHS-Preis von 10€/MWh.....104

Diagramm 5.2-3: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 6%/a und einem HHS-Preis von 10€/MWh.....104
Diagramm 5.3-1: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 3%/a und einem HHS-Preis von 15€/MWh.....105
Diagramm 5.3-2: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 6%/a und einem HHS-Preis von 15€/MWh.....106
Diagramm 5.3-3: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 9%/a und einem HHS-Preis von 15€/MWh.....106
Tabelle 6.1: Grenzwerte für Emissionen von Holzfeuerungen [5].....109
Diagramm 6.2.2: SO_2-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten.....112
Diagramm 6.2.3: NO_X-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten 113
Diagramm 6.2.4: CO-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten.....114
Diagramm 6.2.5: Staub-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten.....115

Zusammenfassung

Diese Konzeptstudie soll die Frage nach der Wirtschaftlichkeit einer Fernwärmeversorgung mit Holzhackschnitzelfeuerung in der Stadt Daun klären. In dieser Ausarbeitung werden verschiedene Netz- und Anlagenvarianten in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit geprüft und verglichen.
Die hier vorgestellten Varianten können nur mit dem jetzigen System der Einzelversorgung konkurrieren, wenn die Energielieferpreise auf einem vergleichbaren Preisniveau liegen, da die Verbraucher selten bereit sind einen „Umweltbonus“ zu zahlen [9]. Der Ist-Zustand dient im Vergleich der Varianten als Referenzgröße. Mit Hilfe einer Simulation verschiedener Energiepreisentwicklungen zeigt sich, ob die angesprochenen Anlagenvarianten eventuell in der Zukunft rentabel werden.
Darüber hinaus kann diese Konzeptstudie auch als Grundlage für weitere Planungsschritte dienen.

Klärung der Standortfrage:
Nach Absprache mit dem Förster der Stadt Daun standen drei mögliche Standorte für das Heizwerk zur Auswahl. Nach deren Besichtigung und nach Abwägung der Vor- und Nachteile für den Bau der Fernwärmeversorgung wurde der günstigste Standort ausgewählt. Die Entscheidung fiel auf ein im Besitz der Stadt Daun befindliches Gelände oberhalb des Autohauses Knötgen, unmittelbar an der Bundesstraße 257. Die weiteren Planungen der Netzvarianten gehen von diesem Standort aus.

Anlagenvarianten:
Es wurden drei Netzvarianten mit jeweils drei Feuerungsvarianten untersucht. Die erste Netzvariante umfasst die Großverbraucher im Norden der Stadt Daun, die zweite Variante die Verbraucher im zentralen Stadtgebiet und die dritte Variante alle Verbraucher. Bei den angesprochenen Feuerungsvarianten, die für jede Netzvariante untersucht wurden, handelt es sich um den Einsatz von 100% HHS, 60% HHS und 30% HHS. Dieser prozentuale Anteil bezieht sich auf die maximale Spitzenleistung der Kessel. Ingesamt handelt es sich folglich um neun untersuchte Anlagenvarianten.

In einer anschließenden Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden sie in Bezug auf den erzielbaren Kilowattstundenpreis hin untersucht. Dabei stellte sich heraus, dass der erhoffte Preisunterschied zwischen den Netzvarianten ausblieb. Lediglich die Feuerungsvarianten ließen einen Unterschied erkennen. Dieser Unterschied lässt sich dadurch erklären, dass die Investitionskosten einer HHS-Kessels wesentlich höher sind als die eines Gaskessels. Je höher der zum Einsatz kommende Gasanteil zur Realisierung der Kesselmaximalleistung war, desto günstiger wurde der Preis für die kWh.
Der günstigste kWh-Preis kann von Netzvariante 1 mit dem Einsatz von 30% HHS geliefert werden und liegt bei 0,038€/kWh. Ohne Betrachtung der Energiepreissteigerungen bei Gas kann zu diesem Zeitpunkt gesagt werden, dass sich keine der neun Anlagenvarianten als rentabel erweist, da die Verbraucher im Moment 0,029€/kWh für die Wärmeerzeugung mit einer Einzelanlage zahlen.
Aufgrund des geringen Kostenunterschieds bot es sich nicht an, alle neun Anlagenvarianten einer genaueren Betrachtung zu unterziehen. Deshalb wurde nur Netzvariante 3 genauer untersucht.

Sensitivitätsanalyse:
In einer Sensitivitätsanalyse oder auch Einflussgrößenbetrachtung werden die verschiedenen Kostenbestandteile, die sich während des Investitionszeitraumes verändern können, variiert.
In dieser Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss von geringeren und höheren HHS-Bezugspreisen, Fördermaßnahmen und zukünftigen Preissteigerungen der jeweiligen leistungsbezogenen Gasbezugspreisen um 3%, 6% und 9% pro Jahr während der Abschreibungsphase des Projektes betrachtet. Der Preis für HHS wurde aufgrund mehrerer Quellenangaben auf 10 €/MWh für Industrieresthölzer festgesetzt. Allerdings ist davon auszugehen, dass hier große Schwankungen aufgrund der Großabnahme und den noch unsicheren Bezugsquellen zu erwarten sind. Deswegen wird im Verlauf der Sensitivitätsanalyse mit HHS- Preisen von 5 €/MWh, dem Ausgangspreis 10 €/MWh und 15 €/MWh für alle drei Anlagenvarianten jeweils mit und ohne Förderung gerechnet. Die Förderung wurde mit 30% angesetzt.

Die Sensitivitätsanalyse ergab, dass die Fernwärmevarianten sich nach Einbeziehung der wahrscheinlichen zukünftigen Preisentwicklung der fossilen Primärenergieträger wie Heizöl oder Erdgas doch rentabel betreiben lassen könnten. Ebenso der Kostenunterschied der Anlagenvarianten 100/0, 60/40 und 30/70 wird mit steigendem Gaspreis immer geringer, so dass nicht mehr eindeutig festgestellt werden kann, welche Anlagenvariante ökonomisch gesehen die beste Wahl ist. Allerdings könnten Anlagenvarianten mit Gasanteil aufgrund regelungstechnischer und politischer Gründe (Gasversorger als mögliche Anlagenbetreiber oder Förderer) besser betrieben werden. Kritisch betrachtet muss gesagt werden, dass sich die Fernwärmeversorgung an der „Grenze der Machbarkeit" befindet. Deswegen müssen die Mehrkosten, die eventuell während der Bauphase entstehen möglichst gering gehalten werden.

Ökologie:

Bei der ökologischen Betrachtung stellte sich heraus, dass im Bezug auf die CO_2-Emissionen ein hohes Einsparpotenzial durch Einsatz einer HHS-Feuerung gegenüber den Gas- und Öleinzelfeuerungen zu erwarten ist. Diese Einsparung ist umso höher, je mehr HHS verfeuert werden. Ökologisch gesehen ist also die Feuerungsvariante 100% HHS im Bezug auf den Treibhausgasausstoß am sinnvollsten.

Bei der Betrachtung der anderen Luftschadstoffe wie z.B. CO-Emissionen schneiden die HHS-Varianten bedeutend schlechter ab, als die bestehenden Einzelanlagen mit Gas- und Ölfeuerung; umso schlechter, je mehr HHS anteilig verbrannt werden. Dies zeigt, dass die vollständige Verbrennung von Festbrennstoff weitaus schwieriger ist als Gas oder Öl. Hier wurden die Anlagen in den letzten Jahren aber stark verbessert, und bei Volllastbetrieb erreichen manche Hersteller bereits Werte, die einer Ölheizung entsprechen.

Fazit:

Nach Abwägung aller genannten Faktoren stellt sich Netzvariante 3 mit einem HHS-Anteil von 30% und unter Einbeziehung einer 30%-igen Förderung als die optimale Alternative zum Ist- Zustand heraus.

Erklärung

Hiermit erklären wir, dass die vorliegende Diplomarbeit mit dem Thema "Konzeptstudie für eine Fernwärmeversorgung mit Holzhackschnitzelfeuerung am Beispiel der Stadt Daun“ von uns selbständig erstellt worden ist.

Trier, den 28. Oktober 2002

Ralph Conrad

Christine Berens

Formel- und Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen:

BImSchV	Bundesimissonsschutzverordnung
ca.	circa
CO	Kohlenstoffmonooxid
CO_2	Kohlenstoffdioxod
Ct	Cent
fm	Festmeter
HAL	Hausanschlussleitungen
HHS	Holzhackschnitzel
HP	Holzpellets
i.a.	im Allgemeinen
KMR	Kunststoffverbundmantelrohr
Mm	Schnitzelgröße
MMR	Metallmediumrohre
NO_x	Stickoxide
PE	Polyethylen
PUR	Polyurethan
Sm^3	Schüttkubikmeter
SO_2	Schwefeldioxid
sog.	so genannt
Srm	Schüttraummeter
TWE	Trinkwassererwärmung
WE	Wohneinheiten
WHS	Waldhackschnitzel

Formelzeichen:

λ	Luftsauerstoff
a	Jahr
H_u	unterer Heizwert
$H_{u(wf)}$	Heizwert wasserfrei
k	Wandrauhigkeit
m_f	Masse des feuchten Brennstoffs
m_{tr}	Masse des trockenen Brennstoffs
m_w	Masse des Wassers
u	Feuchtegehalt
w	Wassergehalt

Einheiten:

°C	Grad Celsius
DN	Nenndurchmesser
Gew.-%	Gewichtsprozent
kg	Kilogramm
kJ	Kilojoule
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
m	Meter
m³	Kubikmeter
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Pa	Pascal
Vol.-%	Volumenprozent

1 Einleitung

Nach den Energiekrisen der 70er Jahre, charakterisiert durch die erste Ölkrise 1973 und die zweite 1979, beschäftigte man sich in den 80er Jahren intensiv wissenschaftlich mit der Frage der Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energieträgern. Es war bereits damals klar, dass Holz für die thermische Nutzung nachwachsender Rohstoffe von primärem Interesse sein musste.
Die älteste und auch heute noch am häufigsten anzutreffende Art der Holzenergienutzung ist die Verbrennung.
Hier hat es in den letzten Jahren auch den größten Entwicklungsschub gegeben. Die althergebrachte Scheit- oder Stückholzverbrennung wurde ergänzt um die Verbrennung von Holzhackschnitzeln (HHS) und zuletzt Holzpellets (HP). HHS und HP ermöglichen den Betrieb automatisch beschickter und verbrennungstechnisch gut zu regelnder Holzkesselanlagen. Die heute am Markt verfügbaren Anlagen - egal ob im Bereich der Kleinfeuerung oder für größere, zentrale Heizwerke - verbinden einen hohen Wirkungsgrad mit einem Bedienkomfort, der zumindest bei den automatisch oder halbautomatisch beschickten Anlagen dem einer Erdgas- oder Ölzentralheizung entspricht.
Diese Faktoren machen biomassegefeuerte Heizwerke interessant für einen Nah- oder Fernwärmeverbund im kommunalen sowie industriellen Bereich. Für uns Grund genug in der folgenden Studie die Machbarkeit einer solchen Anlage am Beispiel der Stadt Daun darzustellen.

An dieser Stelle möchten wir uns bei allen bedanken, die uns im Verlauf dieser Diplomarbeit unterstützt haben. Ein besonderer Dank gilt unserem betreuenden Professor der Fachhochschule Trier, Herrn Prof. Dr.-Ing. Manfred Schlich.

1.1 Aufgabenstellung und Zielsetzung der Diplomarbeit

In mehreren von der Stadt Daun in Auftrag gegebenen Wärmekonzeptstudien wurden für verschiedene öffentliche Gebäude, bei denen erhöhter Sanierungsbedarf im Bereich der Wärmeversorgungsanlagen vorlag, entsprechende Untersuchungen durchgeführt. Aufgrund der Ergebnisse wurde unter Mitwirkung von Herrn Herzog, Förster des Reviers Daun und Herrn Dipl.-Ing. Schmaus als Mitglied des Energieausschusses der Stadt Daun das Interesse an einer mit Biomasse, speziell HHS, gefeuerten Fernwärmeversorgung geweckt.

Auf Initiative von Herrn Prof. Keilen vom Ministerium für Umwelt und Forsten wurde daraufhin eine weitergehende Untersuchung, mit dem Ziel, eine aus ökologischen Gesichtspunkten optimale und eine aus ökonomischen Gesichtspunkten finanzierbare Lösung zu finden, angeregt.
Die FH Trier wurde vom Ministerium für Umwelt und Forsten beauftragt, im Rahmen eines Forschungsauftrages eine Machbarkeitsstudie zu diesem Thema zu erarbeiten. Die der Ausarbeitung zugrunde liegenden positiven ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkte bzw. Erwartungen sind hier aufgeführt:

a) Ökologische Aspekte :

- Minimierung des Energieverbrauchs durch Ersetzen vieler kleiner Heizungsanlagen durch eine Großanlage (Verbesserung des Wirkungsgrades)
- Schonung der Ressourcen an fossilen Primärenergieträgern und umweltschonende Bereitstellung der benötigten Energie
- Minimierung des CO_2-Ausstoßes durch den Einsatz von annähernd CO_2–neutraler Biomasse

b) Ökonomische Aspekte :

- Herstellen einer Kostengleichheit zwischen den Wärmelieferungspreisen der Fernwärme mit HHS-Feuerung und den Gas/Öleinzelfeuerungen.
- Regionale Wertschöpfung, da das Geld vor Ort verbleibt
- Langfristig kalkulierbare Energiepreise

Schwerpunkte dieser Arbeit sind nicht die technischen Details, die einer genauen Auslegung eines Fernwärmenetzes vorausgreifen würden, sondern die ökonomischen Aspekte und damit die Fragestellung, ob dieses Projekt mit herkömmlichen Wärmeversorgungsanlagen preislich konkurrieren kann. Dabei werden die erzielbaren kWh-Preise der zu planenden Anlage mit den Preisen für die vorhandenen Gas- und Öleinzelfeuerungen verglichen.

Nutznießer dieser Studie ist die Stadt Daun, die ein großes Interesse an der Arbeit hat, da dies die erste Anlage dieser Größe in Rheinland-Pfalz wäre. Deswegen sind hohe Förderungen vom Land zu erwarten, wenn eine solche Wärmeversorgungsanlage den Status einer Modellanlage erhielte.

1.2 Vorgehen, Abgrenzungen und Erwartungen

Die Aufgabenstellung wird in folgenden Bearbeitungsschritten angegangen:

- Datenaufnahme

In diesem Abschnitt werden die möglichen Verbraucher ermittelt, danach in Gruppen eingeteilt und angeschrieben, um an die jeweiligen Monats- oder Jahresenergieverbräuche zu gelangen. Berücksichtigt werden nur die Energieverbräuche, die mit einer Heißwasseranlage (Wassertemperaturen bis 130°C) abgedeckt werden können.
Ebenso werden die örtlichen Gegebenheiten der Stadt Daun, wie die Geländestrukturen, Straßenverläufe, Lage der Verbraucher, Entfernungen und mögliche Standorte für das Heizwerk untersucht.
Auch der zukünftige Energieträger Holz wird auf seine Eigenschaften hinsichtlich der Bereitstellung, der Handhabung und der Stoffeigenschaften überprüft.

- Datenanalyse und Variantenstudie

Nach Erfassung aller Daten sollen verschiedene Wärmebereitstellungskonzepte erarbeitet und diskutiert werden.
Für die einzelnen Varianten sollen Jahresheizkurven der jeweiligen Verbraucher erstellt werden, um Kessel, Brennstofflager und Leitungsnetze auszulegen.

- Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die Kosten der Varianten werden ermittelt und einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterzogen. Danach wird verglichen, ob sie einer Konkurrenz der Gas- und Öleinzelkessel finanziell standhalten können.

- Ökologischer Vergleich zwischen Fernwärme und Einzelfeuerungen

Abschließend werden die zwei Versorgungskonzepte unter ökologischen Aspekten untersucht und Emissionen und Brennstoffverbräuche verglichen.

Vorgaben und Abgrenzungen :

- Beschränkung auf reine Heißwasserlieferung bis 130°C, da die Kosten für eine alternative Fernwärmeversorgung mit Dampf noch höher sind und in Daun nur wenig Prozesswärme mit Temperaturen > 130°C benötigt wird.
- Ersatz der bestehenden Feuerungsanlagen der Einzelabnehmer durch eine einzelne Großanlage mit Fernwärmeversorgung
- Der Stromverbrauch bleibt unberücksichtigt, da keine Eigenstromerzeugung vorgesehen ist; deshalb wurde er bei dem weiteren Vorgehen nicht berücksichtigt
- Begrenzung auf die ausgewählten Varianten ohne Anspruch auf Vollständigkeit
- Die vorhandenen Machbarkeitstudien für die Gebäude der öffentlichen Hand wurden nach Überprüfung der Daten als Grundlage für die weitere Auslegung der Anlage genommen.

Nachfolgend sind noch die Erwartungen der einzelnen Beteiligten aufgeführt.

Erwartungen :

- Stadt Daun: Heizkostenersparnis, CO_2-Reduzierung und zusätzlicher Imagegewinn der ganzen Region
- Zukünftige Privatabnehmer: Heizkostenersparnis, CO_2-Reduzierung
- Zukünftige Industrieabnehmer: Heizkostenersparnis, CO_2-Reduzierung, Raumgewinn durch Wegfall der Kesselanlage und zusätzlicher Imagegewinn für Unternehmen
- Forstamt Daun: langfristige Planungssicherheit durch zusätzliche Absatzmöglichkeiten für Holz
- Verfasser: Überprüfung der Machbarkeit einer ökologisch und wirtschaftlich sinnvollen Energieversorgung mit Holzhackschnitzelfeuerung

2 Datenerfassung

Zur späteren Analyse der Rahmendaten werden die örtlichen Gegebenheiten, die Verbraucher und der zu nutzende Energierohstoff HHS auf ihre Eigenschaften hin untersucht.

2.1 Die Stadt Daun und ihre örtlichen Gegebenheiten

Die Verbandsgemeinde Daun liegt im Herzen der Vulkaneifel. Als kleinräumige geographische Strukturen lassen sich die Täler von Kleiner Kyll, Lieser und Alf nennen.
Die Stadt Daun liegt inmitten mehrerer Erhebungen, bedingt durch die umgebenden Täler, und erstreckt sich auch über sie hinweg.
Höhendifferenzen von über 100 m sind im Stadtgebiet keine Seltenheit. Dies sollte bei der zu planenden Fernwärmeversorgung berücksichtigt werden, um Planungsfehler bei der Wahl des Standortes des Heizwerkes im Voraus auszuschließen.

Aus diesem Grunde wird in dieser frühen Phase der Arbeit schon eine kleine Auswahl von technisch sinnvollen und praktisch nutzbaren Standorten vorgestellt. Diese Standortvorschläge wurden in einer Gesprächsrunde in Daun abgesprochen (Anhang 9, Besprechungsprotokoll).

Folgende Standorte kommen in Frage:

- Gelände am Bahnhof
- Gelände oberhalb des Autohauses Knötgen
- Gelände oberhalb des Schulzentrums Daun

Abbildung 2.1 gibt eine Übersicht über die Lage der zur Auswahl stehenden Standorte.

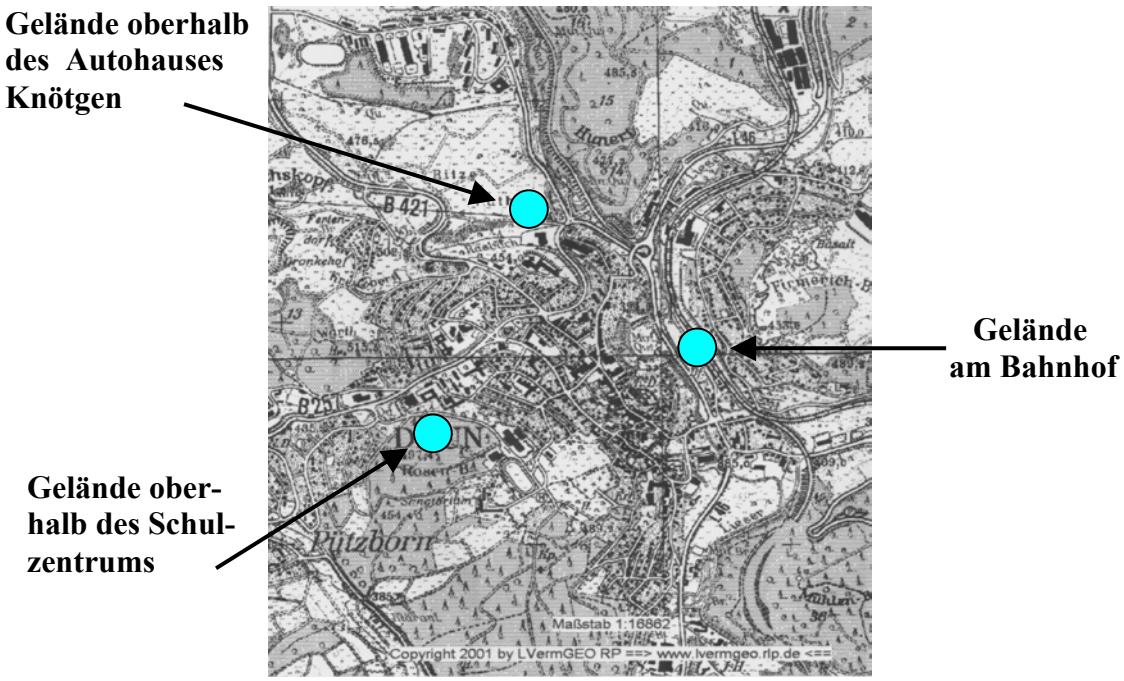

Abbildung 2.1: Übersicht über die Lage der zur Auswahl stehenden Standorte

Das Bahnhofsgelände:

Wie folgendes Bild 2.1-1 zeigt, sind die Platzverhältnisse nicht ideal, und Erweiterungen nicht möglich, da das Gelände von Gleisen und anderen Geländen umschlossen ist. Ebenso ist die eigentlich recht gute Verkehrsanbindung, für den Brennstoffnachschub oft durch Reisende am Bahnhofsgelände gestört.
Das Gelände liegt auf einem recht geringen Höhenniveau in Daun. Dies würde zu Schwierigkeiten und Verteuerungen in der Planung führen, da höhere Druckstufen der Rohrleitungen zu wählen sind.
Dieses Gelände ist nur teilweise im Besitz der Stadt Daun, was zu Schwierigkeiten in der Umsetzung des Projektes führen könnte.

Bild 2.1-1: Das Gelände am Bahnhof Daun

Das Gelände oberhalb des Autohauses Knötgen:

Dieses Gelände ist sehr groß und besitzt eine gute, ungestörte Verkehrsanbindung. Ebenso liegt es auf einem mittleren Höhenniveau innerhalb Dauns.
Die größten Wärmeabnehmer würden in unmittelbarer Umgebung des Heizwerkes liegen, was die Netzkosten reduzieren und den Betrieb vereinfachen sollte. Noch ein Vorteil dieses Standortes ist die geschützte Lage an einem Hang, der noch einen Blickschutz mittels Waldstreifen bietet. So wäre das Heizwerk kaum zu erkennen. Abzuklären wäre jedoch, ob die am oberen Bildrand zu sehende Hochspannungsleitung der RWE nicht zu Problemen in der Umsetzung führen könnte. Das Gelände an sich ist komplett im Besitz der Stadt Daun.

Bild 2.1-2: Das Gelände oberhalb des Autohauses Knötgen

Das Gelände oberhalb des Schulzentrums Daun

Direkt hinter dem Schulzentrum liegt ein Hügel, der flach ansteigend ist. Es ist einer der höchsten Punkte in Daun. Dadurch würden hohe Drücke von über 10 bar an den tiefsten zu versorgenden Objekten anliegen und es müssten teure Druckminderer installiert werden. Die Netzkosten würden steigen.
Wie folgendes Bild zeigt, ist dieses Gelände vollkommen bewaldet und müsste erst gerodet und für den Ladeverkehr erschlossen werden. Dies würde zu erheblichen Mehrkosten führen, die schwer abschätzbar sind. Das Gelände ist auch hier teils in Besitz des Stadt Daun und teils in Privatbesitz.

Bild 2.1-3: Das Gelände oberhalb des Schulzentrums Daun

Nach einem Vergleich der Vor- und Nachteile der drei Standortvorschläge fiel die Entscheidung auf den zweiten Standort, das Gelände oberhalb des Autohauses Knötgen. In den weiteren Planungen in dieser Studie wird von diesem Standort aus das Fernwärmenetz geplant.

2.2 Verbraucherdaten

Der erste Schritt dieser Arbeit stellt die Auswahl der Abnehmer dar. Diese wurden ausgewählt anhand ihres Energiebedarfs, des Abnahmeverhaltens und ihrer Entfernung zum Standort des Heizwerkes. Dabei fiel die Wahl in erster Linie auf Industriebetriebe, öffentliche Gebäude, große Wohnhäuser und mittelständische Betriebe, da hier höhere Energieverbräuche zu erwarten sind. Kleine private Abnehmer werden zuerst nicht berücksichtigt, da hier geringe Gewinne zu erwarten sind. Bei Durchführung dieses Projektes sind diese aber nicht vom Anschluss ausgeschlossen, sondern können sich an das Fernwärmenetz anschließen, sofern sich die Leitungen in unmittelbarer Nähe des Objektes befinden.

Die möglichen Wärmeabnehmer der zu planenden Fernwärmeversorgung in Daun sind in ihrem Abnahmeverhalten sehr verschieden. Deshalb sollten sie in Verbrauchergruppen mit ähnlichen Wärmeabnahmen eingeteilt werden, um einen genaueren Überblick zu erhalten und spätere Planungen besser bewerten zu können.
Im folgenden Abschnitt werden nur die Verbraucher aufgeführt und ihre Eigenschaften hinsichtlich ihres Abnahmeverhaltens beschrieben. Die Art des Brennstoffes und die Energieverbrauchswerte (Erdgas in m³ und Heizöl in l) sind in Anhang 2, Tabelle 2- A aufgelistet.

2.2.1 Industrieabnehmer mit großem Produktionsanteil

Diese Verbrauchergruppe zeichnet sich durch eine im Tagesverlauf gleichmäßige Wärmeabnahme bedingt durch die fortlaufende Produktion aus. Diese Gruppe stellt den idealen Abnehmer einer Fernwärmeversorgung dar, da kaum Verbrauchsspitzen anfallen und keine jahreszeitlichen Schwankungen entstehen. Somit ist die Kesselanlage kleiner zu dimensionieren und damit kostengünstiger. Diese Arten von Kesselanlagen haben einen hohen Jahresnutzungsgrad aufgrund der hohen Anzahl an Jahresbetriebsstunden.

Diagramm 2.2.1 zeigt einen typischen Jahresverlauf des Energieverbrauchs eines solchen Abnehmers.

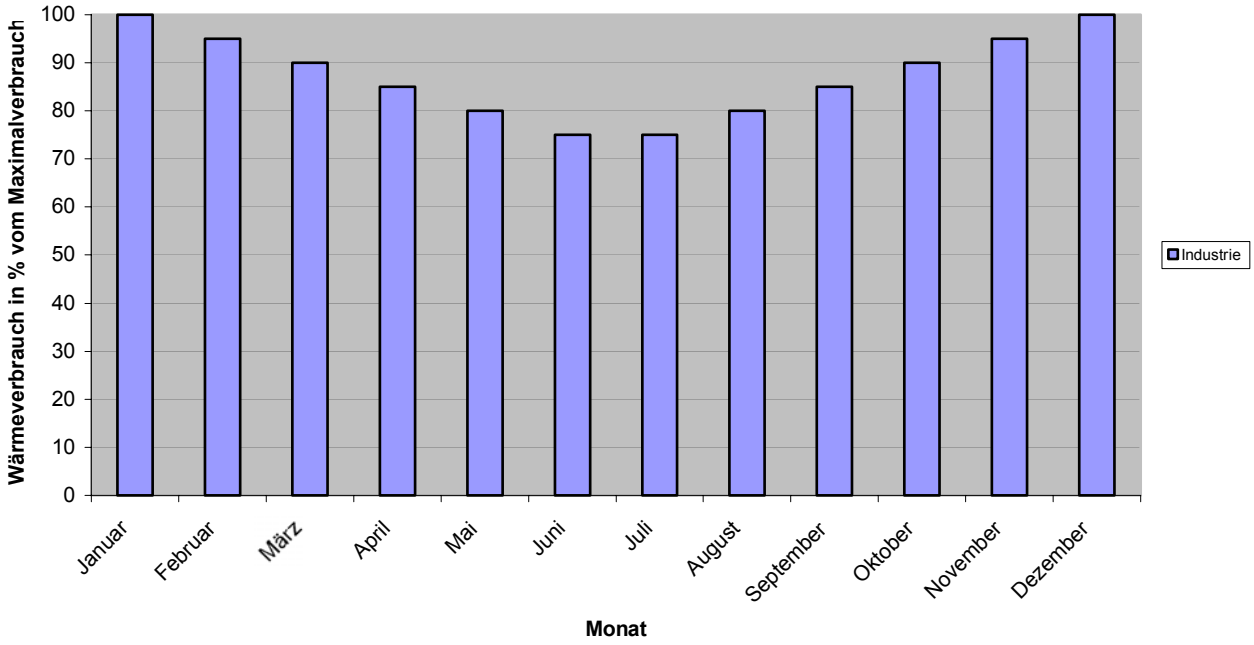

Diagramm 2.2.1: Jahresverbrauchskurve für Industrieabnehmer

Zu dieser Gruppe gehören in Daun folgende Industriebetriebe:

- Dauner Sprudel
- Dauner Landbrotbäckerei
- Fa. Pettinghausen (Stahlverarbeitung)
- Fa. TPS (Produktion von elektrotechnischen Anlagen)

Diese Verbraucher sind für die Wirtschaftlichkeit unseres Projektes sehr wichtig, sind aber auch selbst daran interessiert Energiekosten zu sparen, um konkurrenzfähiger im Wettbewerb zu sein.

2.2.2 Bürogebäude und im Abnahmeverhalten ähnliche Gebäude

Zu diesem Verbrauchertyp zählen Schulen, Banken, Kleinbetriebe und Wohngebäude, da ihr Abnahmeverhalten sich stark ähnelt. Diese Verbraucher stellen in Daun die größte Gruppe dar. Wichtigster und größter Verbraucher dieser Gruppe ist die Heinrich-Hertz-Kaserne.

Hier treten Tagesverbrauchsspitzen häufig auf, so dass eine unregelmäßige Wärmeabnahme vorliegt. Ebenso treten starke jahreszeitliche Schwankungen auf, da nur Wärme zur Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung benötigt wird. Deswegen ist der Wärmebedarf solcher Gebäude im Winter um ein Vielfaches höher als im Sommer. Eine ökonomische Auslegung der Kesselanlage stellt sich bei dieser Art von Abnehmern schwieriger dar, da die Spitzenleistung nur selten benötigt wird, aber der Kessel nach dem ungünstigsten Lastfall ausgelegt werden muss. Dadurch steigen die Investitionskosten an, und die Anlage wird zunehmend unwirtschaftlicher.

Nachstehende Jahreskurve zeigt die jahreszeitlichen Schwankungen, die bei einem solchen Verbrauchertyp auftreten vereinfacht dar.

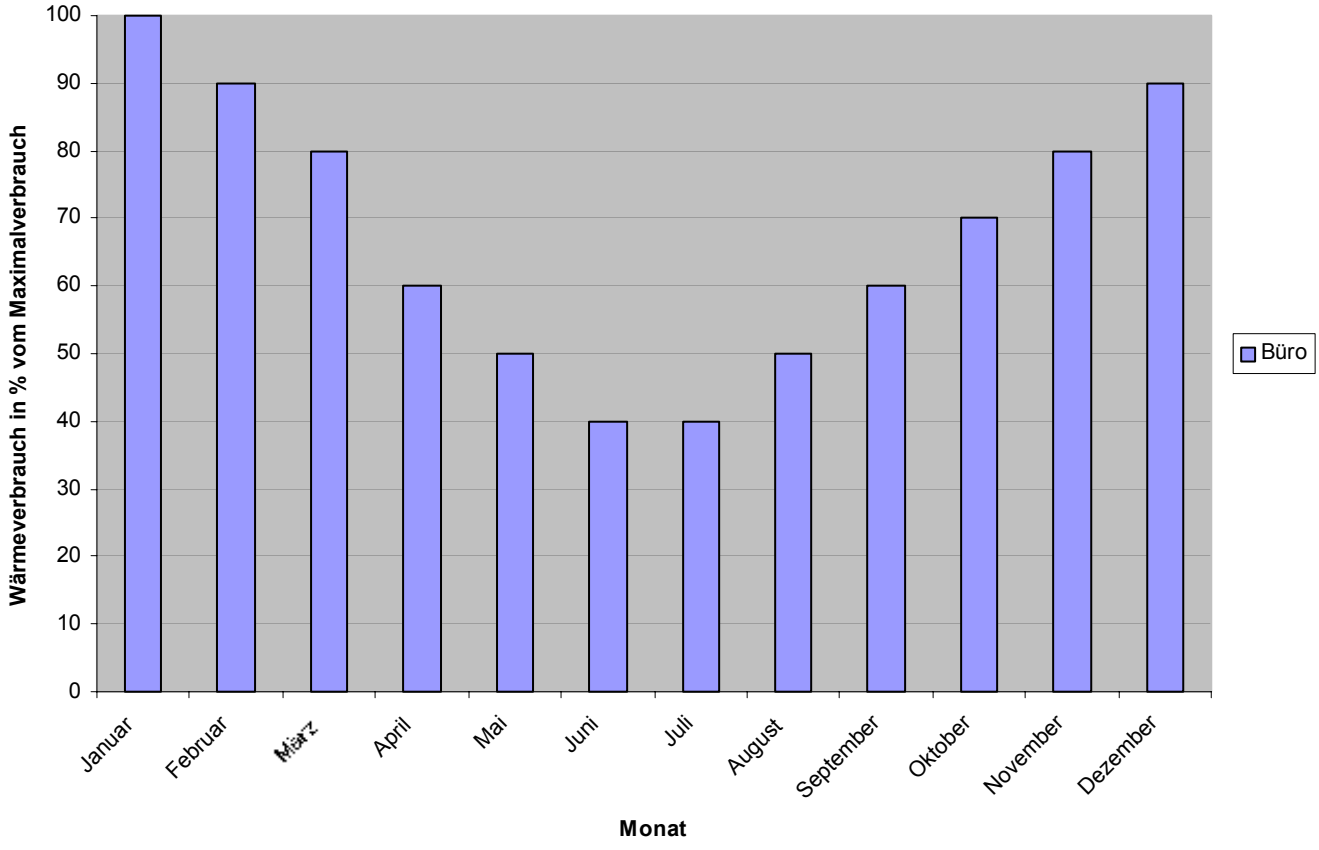

Diagramm 2.2.2: Jahresverbrauchskurve für Bürogebäude

Folgende Abnehmer zählen in Daun zu dieser Gruppe:

- Autohäuser
- Banken
- Schulgebäude
- Wohnhäuser
- Heinrich-Hertz-Kaserne
- Kirchen
- Verwaltungsgebäude
- Gastronomische Anlagen
- Mittelständische Betriebe

2.2.3 Krankenhäuser und ähnliche Gebäude

Diese Abnehmergruppe gleicht in der Tagesabnahme der in Punkt 2.2.2 beschriebenen Gruppe. Jedoch treten nicht so starke jahreszeitliche Schwankungen auf, da auch im Sommer große Mengen an warmem Trinkwasser für Wäscherei und Küchenzwecke benötigt werden.

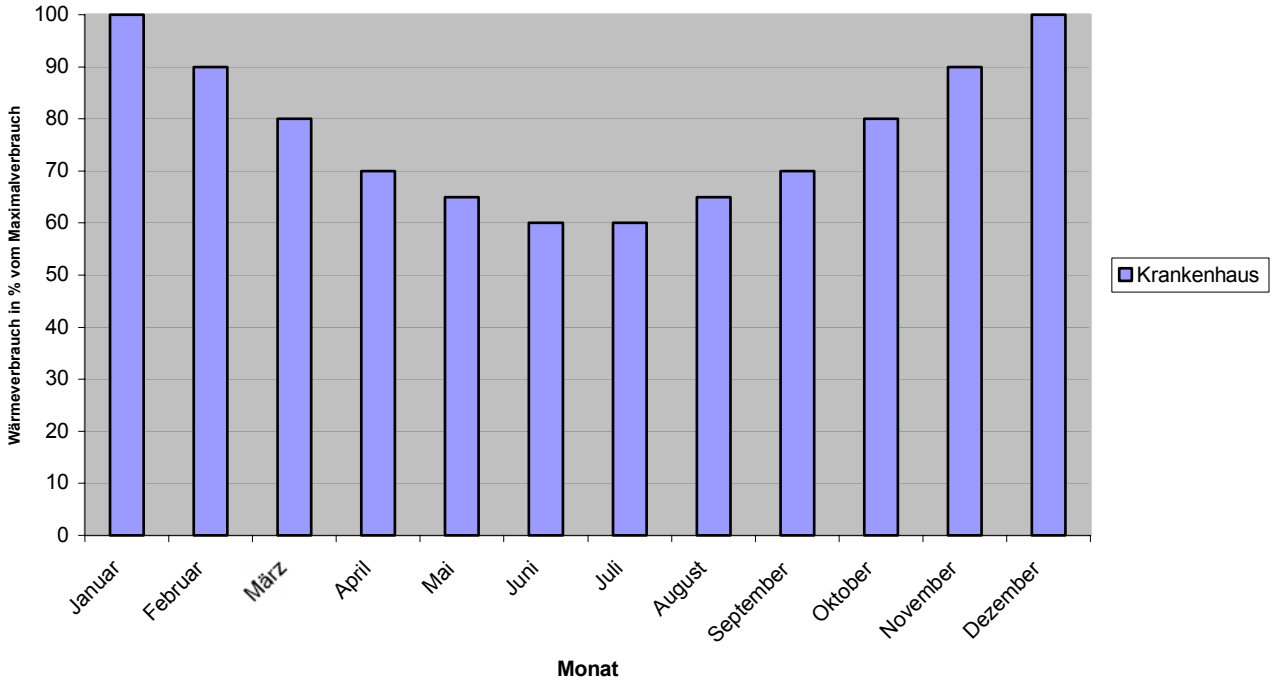

Diagramm 2.2.3: Jahresverbrauchskurve für Krankenhäuser

Hierzu zählen in Daun:

- Krankenhaus Daun
- Kurklinik Daun
- Regina-Protmann-Haus (Seniorenheim)

2.3 Biomasse als Brennstoff

In der gegenwärtigen energie- und umweltpolitischen Diskussion erlangen die regenerativen Energieträger einen immer höheren Stellenwert. Von ihnen verspricht man sich einen Ausweg aus einer Vielzahl von aktuellen und zukünftigen Problemen auf dem Sektor der Energieversorgung. Aufgrund der Begrenztheit der Ressourcen fossiler Energieträger wie Kohle, Erdgas und Erdöl wird langfristig eine verstärkte Einbindung regenerativer Energien in die Energieversorgung der Zukunft gefordert.
Allgemein ist heute bereits ein Trend zum vermehrten Einsatz von Biomasse-Feuerungen zu verzeichnen.
Im Bereich der Wärmeerzeugung bietet sich dabei die Nutzung von biogenen Brennstoffen an. Ihr Einsatz bringt dabei mehrere Vorteile im Vergleich zu fossilen Brennstoffen mit sich.
Zum einen wird eine zusätzliche Erhöhung des CO_2-Eintrages in die Atmosphäre verhindert, da die bei dem Verbrennungsprozess frei werdende CO_2-Menge zuvor durch den photosynthetischen Aufbau der Pflanzensubstanz der Atmosphäre entzogen wurde. Dadurch wird der Kohlenstoffkreislauf quasi geschlossen, man spricht von einer CO_2-Neutralität. Würde das Holz nicht verbrannt werden, so entstünde beim Verrotten die gleiche Menge an CO_2, jedoch über einen längeren Zeitraum verteilt. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 2.3 verdeutlicht.

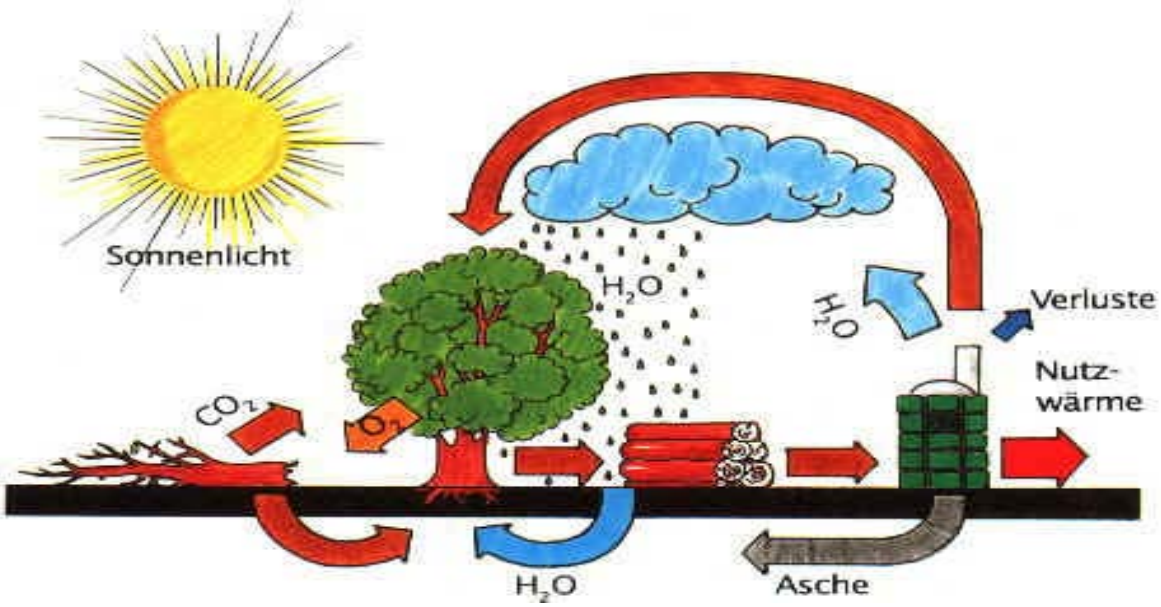

Abbildung 2.3: CO_2-Kreislauf

Da es sich bei der Biomasse um einen nachwachsenden Rohstoff handelt, zählt er zu den erneuerbaren Energien. Dies ist ein weiterer Vorteil, da sein Vorkommen zeitlich nahezu unbegrenzt ist, vorausgesetzt man betreibt eine nachhaltige Nutzung. Dies bedeutet, dass man der Natur jährlich nur soviel Biomasse entzieht wie auf natürlichem Wege im gleichen Zeitraum wieder nachwächst.

Als dritte Triebkraft für die Nutzung erneuerbarer Energien – hier speziell Biomasse – ist die zusätzliche Absatzmöglichkeit für die Forst- und Agrarwirtschaft anzusehen, wobei zudem die regionale Wertschöpfung gestärkt wird, da die Geldmenge größtenteils vor Ort verbleibt.

Aus diesen Gründen ist der Einsatz von Biomasse zur Energieerzeugung sinnvoll und wünschenswert. Um auch aus ökonomischer Sicht eine Alternative zu konventionellen Energieträgern zu schaffen, müssen zusätzlich zu einer detaillierten Planung auch die politischen Rahmenbedingungen geschaffen werden. Hierzu gehören CO_2-Steuern auf fossile Brennstoffe und gezielte Förderprogramme für die energetische Verwertung von Biomasse.

2.3.1 Brennstoffmerkmale von HHS

Die Eigenschaften des Rohstoffes Holz werden im Wesentlichen von dessen besonderem Aufbau und seiner chemischen Zusammensetzung beeinflusst. Holz ist keine homogene chem. Substanz, sondern ist aus einer Vielzahl von Zellen aufgebaut. Die Hauptelemente des trockenen Holzes sind Kohlenstoff (ca. 50%), Sauerstoff (ca. 43%), Wasserstoff (ca. 6%), in geringem Maße Stickstoff (unter 1%) und aschebildende Mineralstoffe (unter 1%). Die chem. Zusammensetzung von trockenem Holz ist dabei weitgehend unabhängig von der Holzart [5]. Aufgrund der Komplexität wird darauf hier nicht näher eingegangen. Viel wichtiger für die Verbrennung sind die physikalischen Eigenschaften, da diese durch den Gewinnungs- und Aufbereitungsprozess beeinflussbar sind. Dies sind für HHS in erster Linie:

- der Heiz- bzw. Brennwert
- der Wasser- bzw. Feuchtegehalt
- die Größe

In Bild 2.3.1-1 kann man die oft unterschiedliche Größe und Struktur von HHS erkennen.

Das mitentscheidende Kriterium für den Einsatz als Brennstoff ist dabei der Heizwert. Dieser hängt wiederum eng mit dem Feuchtegehalt zusammen. Im Folgenden werden die verschiedenen Eigenschaften und deren Zusammenhänge kurz erläutert.

Bild 2.3.1-1: Holzhackschnitzel [5]

a) Heiz- bzw. Brennwert

Der Heiz- bzw. Brennwert wird maßgeblich von dem Kohlenstoffanteil des Brennstoffes beeinflusst. Wie bereits erwähnt, ist die Elementarzusammensetzung von trockenem Holz jedoch nur beschränkt abhängig von der Holzart. Infolgedessen unterscheiden sich auch die spez. massebezogenen Heizwerte der verschiedenen Holzarten bei gleichem Wassergehalt nur in geringem Umfang, wie aus der Gegenüberstellung in Tabelle 2.3.1-1 für Buche und Fichtenholz zu ersehen ist.

Da die verschiedenen Holzarten jedoch auch eine unterschiedliche Dichte besitzen erhält man auch einen nicht unbedeutenden Unterschied in den volumenbezogenen Heiz- bzw. Brennwerten oder der so genannten Energiedichte (kWh/Srm). Als Bezugsvolumen wurde hier der Schüttraummeter herangezogen (s.u.).

Wassergehalt [%]	**Buche**		**Fichte**	
	[kWh/kg]	[kWh/Srm]	[kWh/kg]	[kWh/Srm]
0	5,07	1170	5,27	800
15	4,24	1140	4,35	800
30	3,35	1110	3,49	780
50	2,21	1000	2,27	720

Tabelle 2.3.1-1: Spez. Heizwerte und Energiedichten versch. Holzarten [5]

Es ist üblich bei Festbrennstoffen spez. Heiz- bzw. Brennwerte anzugeben. Daher ist im Folgenden unter dem Begriff Heiz- bzw. Brennwert stets der spez., d.h. auf die Masse bezogene Wert zu verstehen.
Viel wichtiger für die Praxis ist jedoch die Abhängigkeit des Heizwertes vom Wassergehalt, da man diesen durch die Art der Aufbereitung beeinflussen kann. Wie in Abbildung 2.3.1-2 dargestellt, ist der Heizwert des Brennstoffes linear vom Wassergehalt abhängig. Da das im Holz eingelagerte Wasser bei der Verbrennung erst verdampft werden muss und dazu zusätzliche Energie benötigt, sinkt mit steigendem Wassergehalt der Heizwert ab. Durch eine entsprechende Vortrocknung ist eine erhebliche Steigerung des Heizwertes möglich und auch anzustreben.

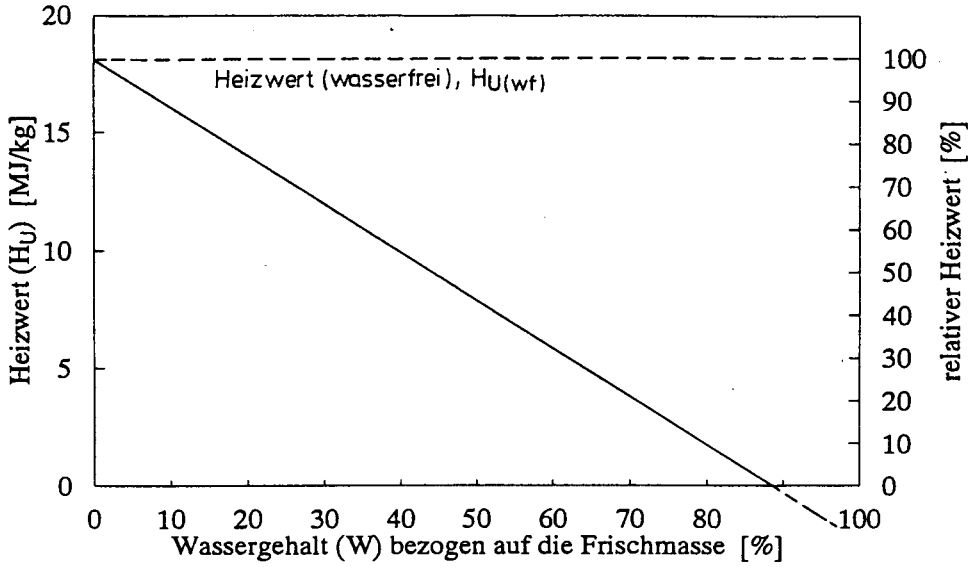

Abbildung 2.3.1-2: Abhängigkeit des Heizwertes vom Wassergehalt [5]

Der in Abbildung 2.3.1-2 aufgezeigte Zusammenhang zwischen Heizwert und Wassergehalt beruht auf folgender Formel:

$$H_U = H_{U(wf)} * \frac{100 - w}{100} - 0{,}0244 * w \left[\frac{MJ}{kg}\right]$$

Der Brennwert dagegen ist weitgehend unabhängig vom Wassergehalt, da er die Kondensationsenergie des Wasserdampfes im Rauchgas mit berücksichtigt. Allerdings wird durch den Anteil des Wassers an der Gesamtmasse auch der Anteil der brennbaren Kohlenstoffmasse verringert, was indirekt wiederum den Brennwert verringert.

Er liegt bei ca. 5,53 kWh/kg und ist um ca. 6% höher als der Heizwert des absolut trockenen Holzes. Dies ist damit zu erklären, dass auch bei absolut trockenem Holz durch die Reaktion des brennstoffeigenen Wasserstoffs mit dem Sauerstoff des Holzes oder der Verbrennungsluft noch Wasserdampf entsteht.

Als Maßeinheit für Holzmengen dienen die Größen Festmeter (fm) und Schüttmeter oder auch Schüttraummeter (Srm) genannt. Ein Festmeter bezeichnet Massivholz mit einem Volumen von einem Kubikmeter. Unter einem Schüttmeter versteht man lose HHS mit einem Volumen von einem Kubikmeter.

Über die Umrechnung von Festmeter in Schüttmeter gibt es verschiedene Angaben. Zur überschlägigen Rechnung gilt:

1 fm entspricht ca. 2,5 Srm

In Abhängigkeit von der Holzsorte und dem Wassergehalt erhält man volumenbezogene Heizwerte von

800 kWh/Srm bis 1200 kWh/Srm

Einen weiteren Einfluss auf den Heizwert hat der Rottezustand des Holzes. Da mit zunehmender Verrottung der Kohlenstoffgehalt abnimmt, sinkt infolgedessen auch der Heizwert. Der Substanzabbau durch die mikrobielle Aktivität beträgt ca. 1-2 Gew.-% der Trockenmasse pro Monat (1% bei Holz, 2% bei Rinde) und beginnt unter einem Wassergehalt von ca. 32% [5].

b) Wasser- bzw. Feuchtegehalt

Die im Brennstoff enthaltene Wassermenge kann auf zwei Arten angegeben werden. Dies sind zum einen der Wassergehalt w und zum anderen der Feuchtegehalt u. Die Bestimmung des Wassergehaltes erfolgt nach DIN 51 718 [5].

$$w = \frac{m_w}{m_f} \qquad u = \frac{m_w}{m_{tr}} = \frac{m_w}{m_f - m_w}$$

m_w: Masse des Wassers
m_f : Masse des feuchten Brennstoffs
m_{tr} : Masse des trockenen Brennstoffs

Der Wassergehalt *w* ist also definiert als das Verhältnis der Masse des Wassers zur gesamten Masse des feuchten Brennstoffes. Er kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen.
Der Feuchtegehalt *u* ist dagegen das Verhältnis der Masse des Wassers zur Masse des trockenen Brennstoffes. Er kann Werte zwischen 1 und unendlich annehmen.
Die Umrechnung der Werte erfolgt über folgende Formeln:

$$u = \frac{w}{1 - w} \qquad w = \frac{u}{1 + u}$$

Einen Vergleich dieser Werte zeigt die folgende Tabelle:

w (%)	*u* (%)
25	33
40	67
50	100

Tabelle 2.3.1-2: Umrechnung Wassergehalt in Feuchtegehalt [5]

Holz enthält im frisch geschlagenen Zustand einen hohen Anteil an Wasser. Das Gewicht des Wassers kann dabei größer sein als das Trockengewicht des Holzes selber. Waldfrisches Holz hat üblicherweise einen Wassergehalt w von 55 %. Wenn dieses (stückige) Holz auf einem Stapel 2 Jahre gelagert wurde hat sich der Wassergehalt auf ca. 20% verringert. Zum Einsatz als Brennstoff sollte das Holz möglichst einen Wassergehalt zwischen 15% und 20% (lufttrocken) haben. Einen Überblick über den Wasser- bzw. Feuchtegehalt verschiedener handelsüblicher Energieholzsortimente gibt Tabelle 2.3.1-3.

Sortiment	***w* (%)**	***u* (%)**
Holzschnitzel aus dem Wald	20 – 50	25 – 100
Holzschnitzel unter Dach gelagert	20 – 30	25 – 43
Holzschnitzel lufttrocken	15 – 20	18 – 25
Restholz aus Sägerei	25 – 60	33 – 150
Restholz aus Zimmerei	13 – 20	15 – 25
Restholz aus Schreinerei	7 – 17	7 – 20

Tabelle 2.3.1-3 : Wasser- und Feuchtegehalt ausgesuchter Sortimente [5]

c) Größe/Form

Unter Hackschnitzeln versteht man prinzipiell maschinell zerkleinertes Holz – mit oder ohne Rinde – in der Regel mit einer Kantenlänge bis 15 cm.
Die Größe und Form haben hauptsächlich Einfluss auf den Trocknungsprozess und die spätere Transportfähigkeit. Man unterscheidet dabei zwei Fraktionen:

- Feinhackschnitzel → Hauptanteil (60% - 100%) mit einer Kantenlänge 1-3 cm und
- Grobhackschnitzel → Hauptanteil (60% - 100%) mit einer Kantenlänge 4-8 cm

Tabelle 2.3.1-4 zeigt eine Einteilung nach anlagentechnischen Gesichtspunkten, wie sie in der Schweiz vorgenommen wird:

Sortiment	Schnitzelgröße Mm (L/B/H)	Max. Anteil Überlängen Gew.-%	Max. Feinanteil bis 3 mm Gew.-%	Max. Rindenanteil bis 3 mm Gew.-%	Max. Wassergehalt *w*	Max. Holzfeuchtigkeit *u*
Trockene Schnitzel, fein	40/20/10	1 % > 80 mm	< 5 %	< 10 %	< 30 %	< 43 %
Feuchte Schnitzel, fein	40/20/10	1 % > 80 mm	< 5 %	< 10 %	< 50 %	< 100 %
Trockene Schnitzel, grob	60/20/10	1 % > 220 mm	< 5 %	< 10 %	< 50 %	< 100 %
Feuchte Schnitzel, grob	60/20/10	1 % > 220 mm	< 5 %	< 30 %	< 60 %	< 100 %

Tabelle 2.3.1-4: Einteilung von HHS nach anlagentechnischen Kriterien [5]

2.3.2 Verbrennung von HHS

Der Verbrennungsprozess von Holz gliedert sich in drei Phasen [11].

1. Trocknungsphase

In der ersten Phase wird das im Holz enthaltene Wasser abgegeben. Während dieser Phase bleibt die Verbrennungstemperatur bei ca. 100°C -150°C, bis das gesamte Wasser verdampft ist.

2. Entgasungsphase

Während der zweiten Phase setzt die thermische Zersetzung der Holzsubstanz ein, wobei mit zunehmender Zersetzung auch die Temperatur ansteigt. Der Flammpunkt des Holzes liegt bei ca. 250°C. Ab dieser Phase wird mehr Wärme produziert als verbraucht und die Temperaturen steigen auf 500°C - 600°C an.
15% der Holzsubstanz verbleibt als Holzkohle oder Koks. Wichtig ist, das die Abgase vollständig ausbrennen können, da es sonst zur Bildung schädlicher Abgase wie Ruß und Teer kommt.
Eine Holzfeuerungsanlage sollte einen möglichst ungestörten Ausbrand gewährleisten. Hierzu ist es wichtig, dass genügend Luftsauerstoff zugeführt wird ($\lambda >> 1$).

3. Ausbrandphase

Während der Ausbrandphase wird bei Temperaturen über 600°C die verbliebene Holzkohle verbrannt. Es setzt also die flammenfreie Festbrennstoffphase ein.
Eine Holzfeuerungsanlage hat, wie man an den in der folgenden Abbildung 2.3.2 aufgeführten verschiedenen Verbrennungsphasen erkennt, sowohl den Ansprüchen einer Gasfeuerung als auch einer Festbrennstofffeuerung gerecht zu werden.

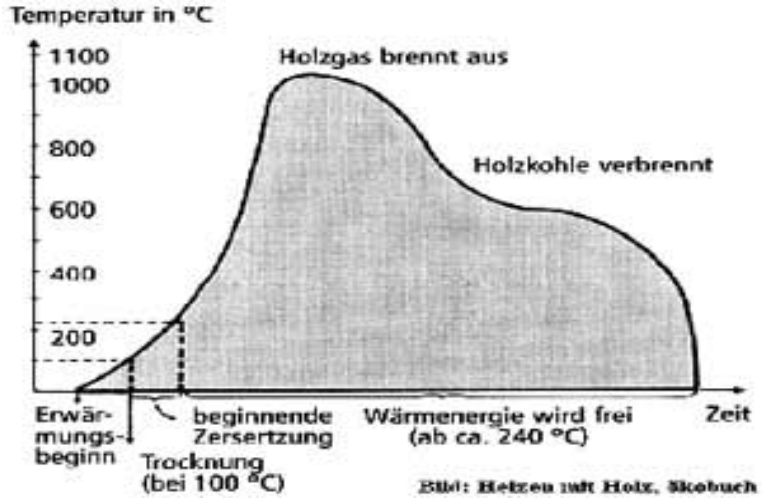

Abbildung 2.3.2: Verbrennungsphasen von Holz

Um diesen Ansprüchen gerecht zu werden müssen verschiedene Bedingungen erfüllt sein. Eine kontinuierliche Brennstoffzuführung, wie in einer automatischen Holzfeuerungsanlage eines HHS-Kessels, gewährleistet, dass in der Brennkammer die unterschiedlichen Verbrennungsphasen gleichzeitig ablaufen können.

2.3.3 Bereitstellung und Lagerung von HHS

Um die zuvor genannten Brennstoffeigenschaften zu erhalten, bedarf es einer gezielten Aufbereitung des Holzes. Die Anforderungen an das Brenngut, vor allem Größe und Wassergehalt, sind von der eingesetzten Feuerungsanlage abhängig und werden von deren Hersteller angegeben. Nur unter Einhaltung dieser Voraussetzungen garantieren die Hersteller einen reibungsfreien Betrieb und die Einhaltung der angegebenen Feuerungsleistung.

2.3.3.1 Bereitstellung von HHS

Die Bereitstellung von HHS kann auf verschiedene Weise gewährleistet werden. Es gibt HHS aus der holzverarbeitenden Industrie (Resthölzer) und die Möglichkeit HHS aus Schwachholz zu erzeugen.

Resthölzer

Der Einsatz von Resthölzern aus der holzverarbeitenden Industrie ist oftmals die kostengünstigere Variante der Brennstoffbereitstellung. Da die HHS als Nebenprodukte anfallen, können gerade HHS mit Rinde nicht in der Papierindustrie eingesetzt werden. Diese sind dann kostengünstig zu bekommen. Bei großen Transportwegen können die Transportkosten bis zu 50% der Kosten ausmachen. Diesen Holztourismus sollte man jedoch vermeiden. Sinnvoll ist es, HHS in der Nähe von Verbrauchsanlagen zu erzeugen.

Waldhackschnitzel (WHS)

Die Bereitstellung von WHS hängt von vielen Faktoren ab. Hierbei besonders zu erwähnen sind die Aufbereitungssysteme von WHS und die Art der Aufbereitungskette. Die einzelnen Produktionsabschnitte der Aufbereitungsketten lassen sich aufteilen in:

- Fällen
- Vorliefern
- Rücken (Hackgut oder Hackschnitzel)
- Hacken
- Transport (Hackgut oder Hackschnitzel)

Da wir in unserer Studie die Kosten minimieren wollen, gehen wir von der Verfeuerung im Grossteil von HHS aus Resthölzern aus. Lieferanten könnten die umliegenden Sägewerke und holzverarbeitenden Betriebe werden, aber auch weiter entfernte Betriebe könnten HHS aus Resthölzern günstiger als Waldhölzer liefern.

2.3.3.2 Lagerung von HHS

Gelagert werden HHS in Silos, die je nach Größe auch als Tages- oder Wochenlager bezeichnet werden. HHS werden aber auch in Hallen auf Halde gelagert. Diese sind mit einem Austragssystem verbunden oder dienen als Zwischenlager.
Entscheidende Kriterien für das Lagern von HHS sind:

- Hackschnitzelgröße
- und Wassergehalt.

Werden feuchte HHS nicht ausreichend belüftet, kann es zu Pilzbildungen kommen, was ein Zusammenkleben der HHS verursachen kann.
Bei groben HHS ist durch die Struktur eine ausreichende Durchlüftung gewährleistet. Bei Einsatz von feinerem Material sind Zwangsbelüftungen vorzusehen [5].

Die Auslegung der HHS-Lager sollte so geschehen, dass mit einer Bevorratung von 14 Tagen gerechnet werden kann, damit eine Sicherheit vor Lieferungsausfällen und Überbrückung von Feiertagen gewährleistet ist [8].

3 Bearbeitung der Daten

In den Teilen 1 und 2 wurde mit der Datenerfassung, der Charakterisierung der Verbraucher und einer Beschreibung der örtlichen Gegebenheiten der Grundstein zur weiteren Ausarbeitung dieser Machbarkeitsstudie gelegt.

In Kapitel 3 wird die Auswertung der erfassten Daten vorgenommen. Darunter fällt die Festlegung des Trassenverlaufes der Fernwärmeleitungen und die Dimensionierung der Heizzentrale für die entsprechende Netzvariante.

Anschließend erfolgt in Kapitel 4, aufbauend auf Kapitel 3, eine Kostenauflistung der einzelnen Anlagenteile, die für die dort angestrebte Wirtschaftlichkeitsberechnung benötigt wird.

3.1 Netzvarianten

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, anhand einer Machbarkeitsstudie die Durchführbarkeit des Baus einer Fernwärmeversorgung zu prüfen. Um dabei ein aussagekräftiges Ergebnis zu erhalten, empfiehlt es sich mehrere Netzvarianten zu betrachten. Diese unterscheiden sich in der Größe der zu transportierenden Wärmemenge (Kesselgröße) und folglich auch in der entsprechenden Netzgröße (Leitungslänge).
In den folgenden Abschnitten werden die ausgesuchten Varianten vorgestellt und erklärt. Selbstverständlich gäbe es auch einige andere mögliche Varianten, der Übersichtlichkeit halber werden sie aber auf drei begrenzt. Das entsprechende Gebiet, in dem das Netz verlegt wird, ist in den folgenden Lageplänen mit einem roten Rechteck gekennzeichnet.

3.1.1 Vorstellung der Netzvarianten

Da es sich, wie vorher erwähnt, um drei Netzvarianten handelt, umfassen sie jeweils unterschiedliche Verbraucher. Die folgende Tabelle gibt Aufschluss über die Lage des Fernwärmenetzes im Stadtgebiet, die am häufigsten vorkommende Art der Verbraucher und eine Kurzbezeichnung, unter der sie in dieser Arbeit bekannt sein sollen.

Netzvariante	Lage	typische Verbraucher	Kurzbezeichnung
1	nördliches Stadtgebiet	Großverbraucher	„kleine Lösung"
2	Stadtkern	kleine und mittlere Verbraucher	„mittlere Lösung"
3	gesamtes Stadtgebiet	alle Verbrauchergruppen	„große Lösung"

Tabelle 3.1.1: Übersicht über die drei Netzvarianten und deren Merkmale

Netzvariante 1:

Die Netzvariante 1 soll im Verlauf der Arbeit auch als „kleine Lösung“ bezeichnet werden. Angeschlossen werden 10 Verbraucher, die im Einzelnen in den Tabellen in Anhang 2-D zu finden sind.

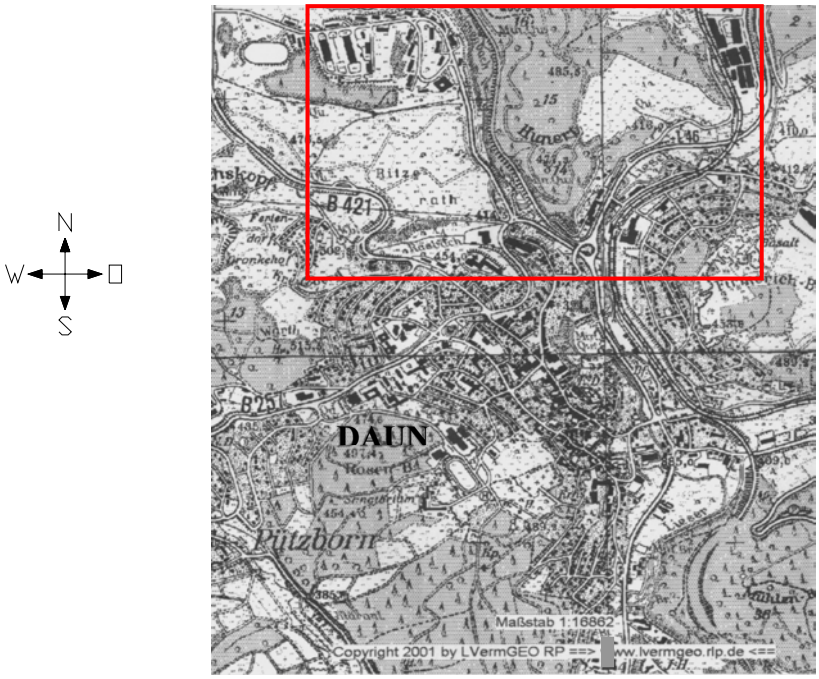

Bild 3.1.1-1: Stadtplan von Daun mit Kennzeichnung des Einzugsgebietes von Variante 1

Wie auf der obigen Karte zu sehen berücksichtigt die Variante 1 nur den nördlichen Teil der Stadt Daun. Die Anzahl der Verbraucher in diesem Gebiet ist gering, jedoch handelt es sich um die Mehrzahl der Großverbraucher, d.h. Verbraucher mit sehr hohem Wärmebedarf.

- Brotfabrik
- Heinrich-Hertz-Kaserne
- Industriegebiet Rengen
- Regina-Protmann-Haus

Durch die gezielte Auswahl großer, nah beieinander liegender Verbraucher ergibt sich der Vorteil, dass die Größe des Netzes und somit die Leitungslänge gering gehalten werden kann. Der hohe Wärmetransport macht das Leitungsnetz sehr effektiv.

Eine Faustregel besagt: Ein Fernwärmenetz lässt sich dann rentabel betreiben, wenn pro Meter Trassenlänge mindestens 1 kW transportiert wird.

Die Berechnungen in den folgenden Abschnitten werden zeigen, ob dies bei dieser Variante zutrifft. Es kann aber jetzt schon davon ausgegangen werden, dass der Wärmetransport von 1 kW/m deutlich überschritten wird.

Netzvariante 2:

Die zweite Variante soll im Folgenden auch unter dem Namen „mittlere Lösung" bekannt sein. Hierbei werden deutlich mehr Verbraucher angeschlossen als bei Variante 1. Es handelt sich um 41 Verbraucher.

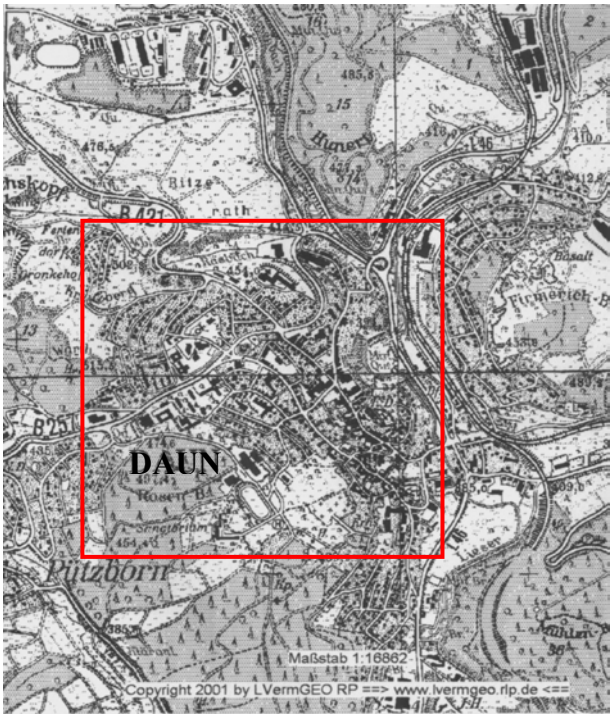

Bild 3.1.1-2: Stadtplan von Daun mit Kennzeichnung des Einzugsgebietes von Netzvariante 2

Netzvariante 2 wurde ausgewählt, um ein Netz aufzubauen, das den Stadtkern mit Fernwärme versorgt. Diese Variante könnte sich ebenfalls als sinnvoll erweisen, da alle Verbraucher nah beieinander liegen und somit lange Leitungsstrecken wie z.B. zur Bundeswehr oder ins Industriegebiet Rengen nicht von Nöten sind. Die Großverbraucher fallen zwar größtenteils weg, allerdings wird sich die Vielzahl der Verbraucher und deren nahes Zusammenliegen positiv auf den Wärmetransport auswirken.

Netzvariante 3:

Die dritte Variante umfasst alle Verbraucher, unabhängig davon, ob sie nah beieinander liegen oder nicht. Folglich kann diese Variante als „große Lösung“ bezeichnet werden.

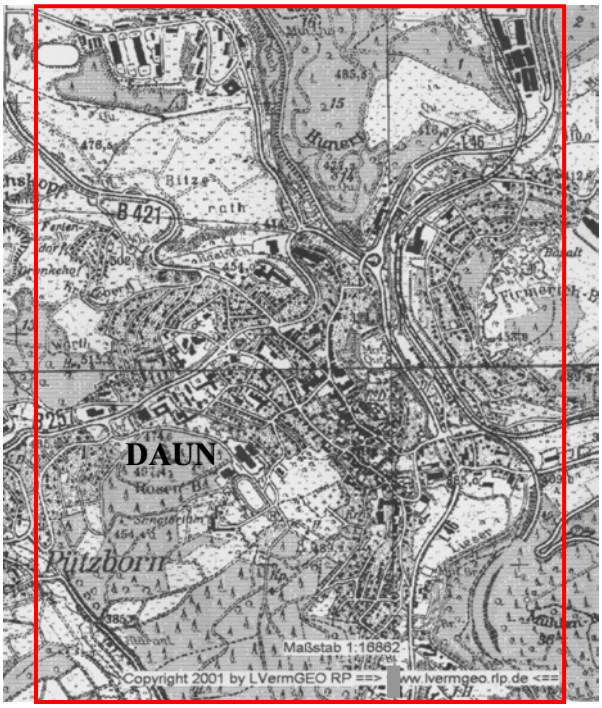

Bild 3.1.1-3: Stadtplan von Daun mit Kennzeichnung des Einzugsgebietes von Netzvariante 3

Wie auf der Karte zu erkennen, breitet sich das Einzugsgebiet über ganz Daun aus. Netzvariante 3 vereinigt die beiden ersten Varianten zu einer großen Gesamtlösung. Der gut zu erschließende Stadtkern, sowie die Großverbraucher, die außerhalb des Stadtgebietes liegen, werden berücksichtigt.
Nach Abschluss der Bestandsaufnahme und Aufnahme aller in Frage kommender Verbraucher sind es insgesamt 56 Unternehmen, Hotels, Privathäuser, etc.

Es liegt jetzt im nächsten Schritt an der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu zeigen, welche der Varianten die Optimale ist. Wünschenswert wäre es, wenn sich Variante 3 als die Sinnvollste herausstellen würde, da in dem Fall alle Verbraucher die Fernwärmeversorgung nutzen könnten.

Es könnten alle 56 Verbraucher angeschlossen werden. Zudem ergäbe sich die Möglichkeit für andere Interessenten (Haushalte und Kleinverbraucher), sich auch noch anschließen zu lassen, falls die Trasse an ihrem Haus oder Betrieb vorbeigeführt wird.

3.1.2 Kurzübersicht über die technischen Daten der einzelnen Netzvarianten

Bezeichnung Variante	Gesamtwärme-menge in kWh/a
Variante 1	27.628.118
Variante 2	27.483.501
Variante 3	51.003.584

Tabelle 3.1.2: Kurzübersicht Wärmebedarf der Netzvarianten

Die oben aufgezeigten Wärmemengen wurden bei der Bestandsaufnahme der Verbraucher ermittelt. Genau genommen sind diese Wert nicht sehr aussagekräftig, insbesondere im Fall der ersten beiden Netzvarianten. Tabelle 3.1.2 zeigt, dass bei Variante 1 und Variante 2 ungefähr die gleiche Wärmemenge benötigt wird. Trotz des annähernd gleichen Wärmebedarfs gehören ihnen aber unterschiedliche Verbraucher an.
Die ermittelten Werte ermöglichen lediglich eine ungefähre Abschätzung der Größenverhältnisse.

Die nächste Aufgabe besteht nun darin, die Netze zu dimensionieren, sowie die dazugehörigen Heizzentralen auszulegen.

3.2 Anlagentechnik des Netzes

Die Anlagentechnik des Fernwärmenetzes besteht aus dem Verteilungsnetz, den Hausanschlussleitungen und den Hausübergabestationen. In den folgenden Abschnitten sollen die Anlagenteile kurz erklärt und die beste Wahl für die vorliegende Studie gewählt werden. In unserem Falle werden die Kostenkalkulationen aber auf den günstigen Varianten beruhen.

3.2.1 Leitungsnetzaufbau

Das Fernwärmeleitungsnetz lässt sich in Hauptverteilungsleitungen und Unterverteilungen bzw. Hausanschlussleitungen unterteilen.

3.2.1.1 Hauptverteilung

Moderne Nahwärmeversorgungssysteme werden nahezu ausschließlich als Zweileiter-System (Vor-/Rücklauf) mit Heißwasser als Wärmeträgermedium betrieben. Dampf- bzw. Kaltwassernetze finden in dieser Arbeit keine Berücksichtigung, da keine geeigneten Abnehmer vorhanden sind und die Kosten für eine solche Anlage die Rentabilität in Frage stellen würden. Die Struktur (Netzform) von Wärmeverteilungsnetzen wird vor allem durch städtebauliche Gegebenheiten (Straßenführung, räumliche Anordnung der Häuser), die Netzgröße und die Einbindung der Wärmeerzeuger bestimmt. Folgende Abbildung 3.2.1.1 zeigt die gängigen Ausführungen von Fernwärmenetzen.

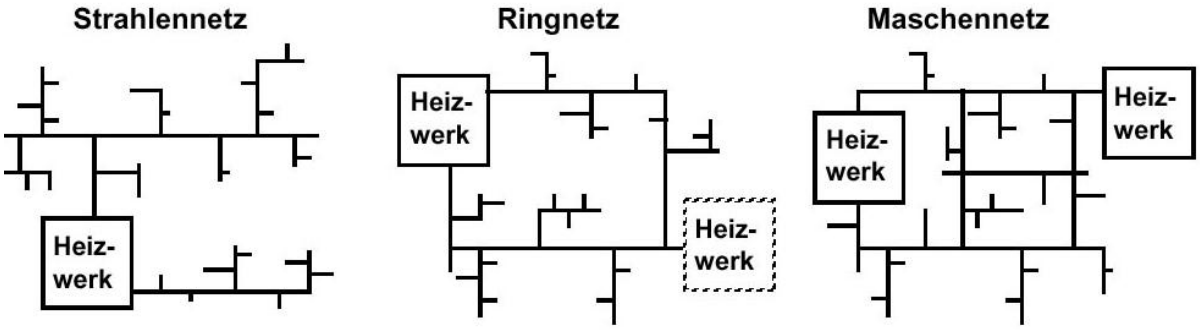

Abbildung 3.2.1.1: Varianten der Netzausführung [2]

Bei kleinen und mittleren Fernwärmenetzen sind Strahlennetze vorzuziehen, da diese die geringste Trassenlänge haben. Ringnetze dagegen ermöglichen die Einbindung mehrerer Erzeuger an unterschiedlichen Standorten. Sie sind jedoch teurer, da die Trassenlänge und der Nenndurchmesser der Ringleitungen größer sind. Diesem Nachteil steht der Vorteil der höheren Versorgungssicherheit und einfacheren Erweiterbarkeit gegenüber. Maschennetze, die optimale Versorgungssicherheit und bessere Erweiterungsmöglichkeiten bieten, werden wegen hoher Investitionskosten nur für große Wärmeverteilungsnetze eingesetzt.
In unserem Falle wird sich für die kostengünstigste Variante des Strahlennetzes entschieden, um Investitionskosten zu minimieren. Wir erachten diese Netzform auch als technisch sinnvoll, da nur ein Einspeisepunkt vorhanden sein wird und die Hauptabnehmer sich nach dem jetzigem Stand der Dinge in unmittelbarer Nähe zum Heizwerk befinden. Das führt dazu, dass der Rest des Netzes in relativ kleinen Rohrdimensionen verlegt werden kann, da an keinen Ende ein Großverbraucher mit hohen Spitzenabnahmen sitzt.

3.2.1.2 Unterverteilungen und Hausanschlüsse

Der Trassenverlauf richtet sich nach geographischen bzw. städtebaulichen Gegebenheiten (Straßenführung, fremde Medienleitungen etc.) und den verwendeten Rohr- bzw. Verlegesystemen.
Die häufig eingesetzte Standardtrassenführung in öffentlichen Wegen bietet die größte Flexibilität bzgl. des Anschlusses weiterer Kunden, da jeder Kunde separat an die Verteilleitung angeschlossen wird.

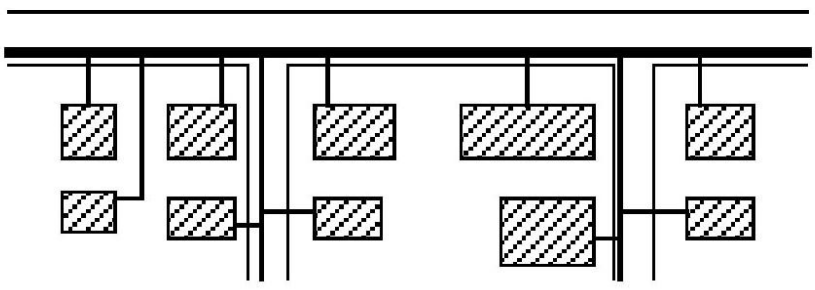

Abbildung 3.2.1.2-1: Standard-Trassenführung [2]

Bei dichter Bebauung ergeben sich jedoch aufgrund der vielen Abzweige und Formstücke hohe Investitionskosten.
Bei der „Haus-zu-Haus-Trassenführung“ werden Häuser zu Gruppen zusammengefasst und nur ein Haus an die Verteilleitung angeschlossen. Von diesem aus werden die anderen Häuser angebunden, so dass insgesamt weniger Abzweige von der Verteilleitung notwendig sind. Da die Rohrleitungen durch Privatgrundstücke und Gebäude verlaufen, sind von den Eigentümern Genehmigungen bzw. "Wegerechte" einzuholen [2].

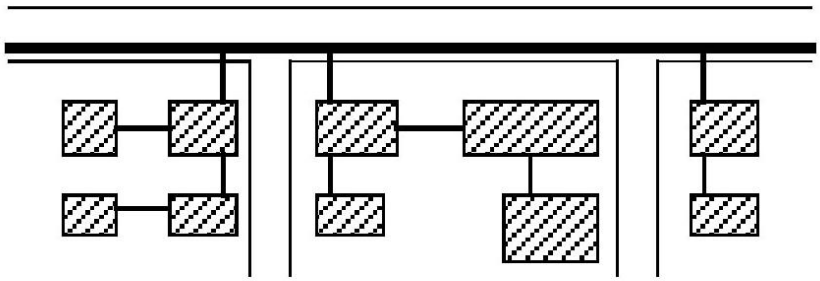

Abbildung 3.2.1.2- 2: Haus-zu-Haus-Trassenführung [2]

Bei einer Reihenhausbebauung geht die „Haus-zu-Haus-Trassenführung“ in den Sonderfall der Kellerverlegung über.
Kostengünstig ist häufig eine Mischform aus "Standard-" und "Haus-zu-Haus-Trassenführung", welche die Vorteile beider Systeme kombiniert.

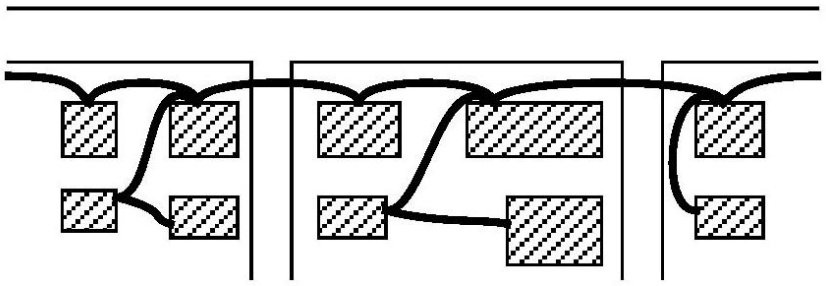

Abbildung 3.2.1.2-3: Misch-Trassenführung [2]

3.2.2 Rohrleitungssysteme und ihre Verlegung

Zur Fernwärmeversorgung stehen je nach Anwendungsgebiet verschiedene Verlegesysteme zur Verfügung:
Das Kunststoffverbundmantelrohr mit Stahlmediumrohr (KMR) ist aufgrund der Standardisierung (Lieferbar in großem DN-Spektrum), der Robustheit und des geringen Materialpreises das meistverlegte Rohrsystem. Auch die Fernwärmeversorgung in der Stadt Mayen, deren Anlage im Rahmen unserer Untersuchungen besichtigt wurde, ist in diesem Rohrmaterial ausgeführt (Anhang 9).
KMR bestehen aus einem Stahlmediumrohr, das mit der Dämmschicht aus Polyurethan (PUR) und dem Mantel aus Polyethylen (PE) kraftschlüssig verbunden ist, so dass die Wärmedehnung auf das Gesamtrohrsystem übertragen wird. Die maximale Dauerbelastung bei einer Lebensdauer von 30 Jahren beträgt 140 °C und 16 bar (Sonderausführung 25 bar) [2]. Die Verbindungen der einzelnen Rohrstangen werden geschweißt; für die Verbindung der Mantelrohre stehen spezielle Muffenverbindungen zur Verfügung. Der Anschluss von Hausanschlussleitungen (HAL) erfolgt entweder durch eingeschweißte T-Stücke oder mittels Anbohrtechnik, die auch einen Anschluss während des Betriebs ermöglicht. Bei kompliziertem Trassenverlauf (viele Versprünge) werden viele erdverlegte Verbindungen und Formstücke benötigt, welche die Verlegung verteuern. Da die Materialkosten jedoch niedrig sind und das KMR eine hohe Betriebssicherheit aufweist, hat es sich als Standardsystem durchgesetzt. Die Verlegung der KMR erfolgt je nach Anforderungsprofil mit Kompensation, mit Vorwärmung, mit Einmalkompensatoren, mit Dauerkompensatoren und zunehmend auch als Kaltverlegung.

Flexible Rohrsysteme (Flexible Kunststoffmedienrohre, PMR und Flexible Metallmedienrohre, MMR) konkurrieren hauptsächlich im Bereich der Unterverteilung/Hausanschlussleitung bei entsprechenden Einsatzparametern (Druck/Temperatur) mit dem KMR. Folgende Abbildung 3.2.2 vergleicht die Rohrsysteme miteinander und gibt Einblicke in die Verwendungsbereiche.

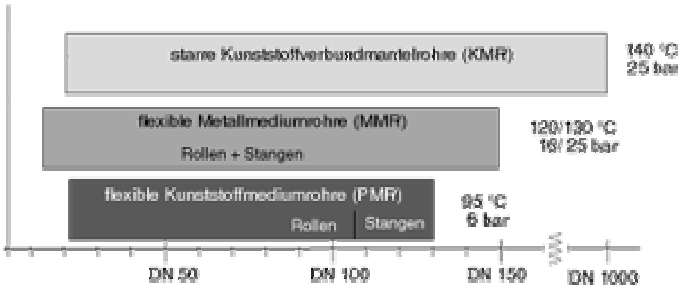

Abbildung 3.2.2: Einsatzbereiche der verschiedenen Rohrsysteme [2]

Von Vorteil sind bei den flexiblen Rohrsystemen die Verlegung von der Rolle, die hohe Verlegegeschwindigkeiten und wenige Verbindungen, die eine flexible Leitungsführung und eine Selbstkompensation zur Folge haben.

Um die MMR flexibel zu gestalten, bestehen diese aus einem gewelltem Metallrohr (Kupfer oder Edelstahl) oder bei kleineren Nenndurchmessern auch aus weichgeglühten, geraden Kupferrohren.

Die Wellrohrsysteme sind, da sie ähnlich einem Kompensator geformt sind, vollständig selbstkompensierend und werden bis DN 150 als Rollen angeboten. Die Geradrohrsysteme sind eingeschränkt selbstkompensierend und werden nur für kleine Nennweiten (bis DN 28) als Rollenware produziert, da bei größeren Durchmessern bzw. Wandstärken das Rohr zu stark plastisch verformt wird.

Bei beiden Systemen bedeutet dies für den Anwender, dass er keine Maßnahmen zur Kompensation, wie z.B. U-Bögen beim KMR, vorsehen muss, und in seiner Trassenwahl flexibel ist (minimaler Biegeradius 0,6m bis 9m, je nach Durchmesser).

MMR werden daher bevorzugt für HAL eingesetzt, da dort die Flexibilität von besonderem Nutzen ist und keine Formstücke oder Abzweige benötigt werden.

Für Verteilleitungen werden nicht nur Rohre mit größerem Durchmesser, sondern auch mehr Formstücke und Abzweige benötigt. Die dadurch erforderliche höhere Anzahl erdverlegter Verbindungen (Presskupplung, Lötmuffe), aber auch die - im Vergleich zum KMR - höheren Materialkosten für Formteile, lassen diesen Anwendungsbereich in den Hintergrund treten. Von Vorteil sind jedoch weiterhin die einfache Verlegung und das geringe Tiefbauvolumen [2].

Da die flexiblen MMR höhere Kosten als die flexiblen PMR verursachen, werden sie nur dort eingesetzt, wo die höhere Temperatur- bzw. Druckbeständigkeit erforderlich ist.

PMR sind im Gegensatz zu den flexiblen MMR preiswerter, leichter und einfacher zu biegen (kleinere Radien).
Aufgrund dieser Vorteile werden PMR den MMR vorgezogen, sofern die niedrigere Druck- und Temperaturbeständigkeit ausreicht. Gegenüber dem KMR von Vorteil ist die variable, einfache Trassenführung, so dass der Rohrverlauf den lokalen Gegebenheiten (Fremdleitungen, Topographie) angepasst werden kann.
Die Anforderungen an den Tiefbau und die Verlegung sind gering, so dass PMR sowohl in fast allen Nennweiten als auch in Rollen angeboten werden. Dadurch reduziert sich die Anzahl der erdverlegten Verbindungen auf das Notwendige (T-Stücke etc.). Von Nachteil gegenüber dem KMR ist der höhere Preis für Rohre und Formstücke, der für größere Rohre überproportional ansteigt.
Die niedrigeren Verlegekosten kompensieren erfahrungsgemäß bei Rohrleitungen bis etwas DN 65 den höheren Materialpreis. Flexible PMR lassen sich aufgrund der Nennweiten (bis DN 110) und der Einsatzgrenzen (95 °C, 6 bar) als Hausanschlussleitung, aber auch als Verteilleitung in Nahwärmenetzen mit niedrigen Netztemperaturen nutzen.
Hierbei muss beachtet werden, dass ein nachträglicher Anschluss an das im Betrieb befindliche Netz möglich, aber aufwendig ist. Ein Anbohren wie beim KMR ist nicht möglich. Stattdessen muss man sich mit dem Einfrieren bzw. Abquetschen der Leitung behelfen.
Die Verlegung der hier vorgestellten Rohrsysteme erfolgt aus Kostengründen als so genannte Flachverlegung ohne definiertes Gefälle, ohne Entlüftungsarmaturen an Hochpunkten und ohne Schachtbauwerke. Auf die früher übliche Gefälleverlegung wird bei diesen Rohrsystemen verzichtet. Grundsätzlich wird angestrebt die Rohrleitung möglichst im Tagestakt zu verlegen, um die Kosten für die Baustellenabsicherung zu reduzieren und die Störungen des Verkehrs und der Anwohner so gering wie möglich zu halten.

Im Gegensatz zu den bisher aufgeführten erdverlegten Rohrsystemen gibt es noch Freileitungen, Kanalverlegung und die Kellerverlegung:

Die Kanalverlegung, die lange Zeit von großer Bedeutung war, wird aufgrund der hohen Kosten heute nur noch in wenigen Fällen und nur bei großen Nennweiten eingesetzt.
Freileitungen, die einfach und kostengünstig zu verlegen sind, haben zukünftig eine geringe Bedeutung und werden aus städtebaulichen Erwägungen bei Nahwärmenetzen nicht genehmigt.
Daher finden diese Verlegeformen keine Berücksichtigung in dieser Arbeit.
Die mit Abstand kostengünstigste Verlegetechnik ist die Kellerverlegung, da sie den Tiefbau drastisch reduziert und nur einfache, nachisolierte Heizwasserrohre, anstelle spezieller, vorisolierter Fernwärmerohre benötigt.

Ein weiteres Verlegeverfahren, das nicht an spezielle Rohrleitungen gebunden ist, ist die grabenlose Verlegung. Diese wird nur eingesetzt, um Bahnlinien, Autobahnen, Gebäude oder große Straßenkreuzungen, die nicht gesperrt werden können, zu queren bzw. bei entsprechenden Auflagen des Umweltamtes bzgl. offener Bauweise in geschützten Grünbereichen [2].

Netzdimensionierung

Der optimale Rohrdurchmesser wird von zwei gegenläufigen Einflüssen bestimmt. Zum einen sind die Material- und Tiefbaukosten bei kleinerem Rohrdurchmesser geringer, zum anderen sind der Druckverlust (Druckstufung der Rohrsysteme beachten!) und damit die Pumpstromkosten höher.
Im Bereich der Hausanschlüsse sind auch die durch die Fließgeschwindigkeit verursachten Geräuschemissionen zu beachten.
Um die Kosten zu minimieren, ist im Einzelfall eine im Wesentlichen von der Netzstruktur, den Vor- und Rücklauftemperaturen, den Gleichzeitigkeitsfaktoren, den geodätischen Höhen und den Stromkosten bestimmte Analyse notwendig. Weiterhin ist der Druckverlust abhängig von der Wandrauhigkeit, die bei Kunststoff- und Kupfermediumrohren (k=0,01mm) geringer ist als bei Stahlrohren (k=0,1mm).

Zur Dimensionierung der Rohrdurchmesser muss außer dem Druckverlust, der für eine erste Grobprojektierung mit 100 Pa/m angenommen wird, auch bei jedem Trassenabschnitt die maximal zu übertragene Wärmeleistung (zzgl. des Netzverlustes) bekannt sein. Anschließend erfolgt die Optimierung der Nennweitenwahl, die mit modernen Auslegungsprogrammen automatisiert erfolgt.
Die maximal zu übertragende Wärmeleistung jeder Rohrleitung ergibt sich aus der Aufsummierung der von dieser Rohrleitung versorgten Anschlussleistungen (nur Raumwärme!) der einzelnen Gebäude. Hierbei ist darauf zu achten, dass auf "Angstzuschläge" verzichtet wird [2]. Sofern auch die Warmwasserbereitung mittels Fernwärme erfolgt, müssen die Anschlusswerte der Warmwasserbereiter getrennt vom Heizungsanschlusswert aufsummiert werden, da hierbei andere Gleichzeitigkeitsfaktoren gelten. Hierbei ist der Einfluss der Vorrangschaltungen zu beachten.
Für Durchflusswassererwärmer sind vor allem im Bereich der Hausanschlüsse kurzfristig hohe Volumenströme zu beachten. Speichersysteme weisen die geringsten und Speicherladesysteme eine mittlere Leistung auf. Durchflusswassererwärmer führen im Bereich der Hausanschluss- und ggf. auch bei Unterverteilleitungen zu größeren Nennweiten. Bei einer größeren Anzahl versorgter Gebäude ist der Gleichzeitigkeitsfaktor jedoch so gering, dass sich die Netzbelastung bei Durchflusssystemen denen der Speichersysteme angleicht. Daher wird der Rohrdurchmesser im Bereich der Verteil- bzw. Hauptverteilleitung im Regelfall nicht durch den Typ der Warmwasserbereitung beeinflusst. Zu der Wärmeleistung der einzelnen Rohrabschnitte muss noch der Netzverlust bei Spitzenlast zugeschlagen werden. Dieser ist hauptsächlich von der spezifischen Netzlänge (Rohrleitungslänge je Wohneinheit) und damit der Siedlungsstruktur abhängig; die Vorlauftemperatur spielt eine untergeordnete Rolle (siehe Tabelle 3.2.3).

Relativer Wärmeverlust	**bei Spitzenlast**	**Jahresmittel**	**spez.Netzlänge**
Einfamilienhausbebauung	4-5 %	12-17 %	14-25 m/WE
Reihenhausbebauung	3-4 %	8-12 %	6-14 m/WE
Mehrfamilienhausbebauung	2-3 %	5-9 %	2-6 m/WE
AGFW-Statistik über 843 Netze		11 %	

Tabelle 3.2.3: Relative Netzverluste [2]

Zur Ermittlung der Betriebskosten ist der relative Netzverlust im Jahresmittel von Bedeutung. Dieser ist höher als der relative Netzverlust bei Spitzenlast (im Winter), da im Sommer wegen der geringeren Wärmeleistung die prozentualen Netzverluste steigen.
Mittels eines vorgegebenen Druckverlustes (100 Pa/m) und der Wärmeleistung jedes Rohrabschnittes zuzüglich des Netzverlustes bei Spitzenlast kann der Nenndurchmesser der Rohrleitungen anhand von Tabellen der Rohrhersteller festgelegt werden. Ringstrukturen im Netz können nach diesem vereinfachten Verfahren nicht überschlägig ausgelegt werden [2].

Netzregelung

Ziel der Netzregelung ist es, den schwankenden Kundenbedarf an Energie mit möglichst geringen Kosten (Pumpstromkosten, Wärmebereitstellungskosten etc.) zu decken. Die Regelung kann als Mengenregelung oder Temperaturregelung erfolgen.

Bei der Mengenregelung wird der Massenstrom des Wärmeträgers dem Bedarf angepasst. Dies führt zu höheren Druckverlusten und Pumpleistungen. Bei der Temperaturregelung wird der schwankende Leistungsbedarf durch Anhebung bzw. Absenkung der Heizwassertemperatur gedeckt.

Dies ist nur in begrenztem Umfang möglich:
Zum einen ist der Umfang der sicherheitstechnischen Einrichtungen in der Hausstation von der maximalen Netztemperatur abhängig und zum anderen ist die maximale Vorlauftemperatur durch den Wärmeerzeuger begrenzt. Für die gleitende Fahrweise spricht, dass bei Regelung der Netztemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur und der Zeit (Nachtabsenkung) auf eine individuelle Regelung der Hausanlagenvorlauftemperatur verzichtet werden kann und so die Kosten für die Hausstation geringer sind.

Für die Festlegung des Betriebsregimes ist weiterhin entscheidend, ob nur der Heizwärmebedarf oder auch der Warmwasserbedarf durch Fernwärme gedeckt werden soll. Im Regelfall wird eine Kombifahrweise, bestehend aus Temperatur- und Mengenregelung gewählt. Bei dieser werden kurzfristige Lastspitzen durch einen erhöhten Mengenstrom und langfristige Änderungen des Wärmebedarfs (saisonale Schwankungen) durch Temperaturänderung ausgeglichen. Sofern keine Warmwasserversorgung vorgesehen ist, kann die Netztemperatur in Schwachlastzeiten bis unter 60 °C abgesenkt bzw. außerhalb der Heizperiode die Fernwärmeversorgung vollständig eingestellt werden. Bei der Warmwasserbereitung hingegen muss eine Mindesttemperatur (meist 70°C-75°C, abhängig von der Kundenanlage) gewährleistet sein, so dass in Schwachlastzeiten (Sommer) bei konstanter Temperatur nur der Mengenstrom geregelt wird.

Hausstationen

Die Hausstation (Abbildung 3.2.5-1) ist das Bindeglied zwischen dem Fernwärmenetz und der Hausanlage des jeweiligen Wärmeabnehmers.

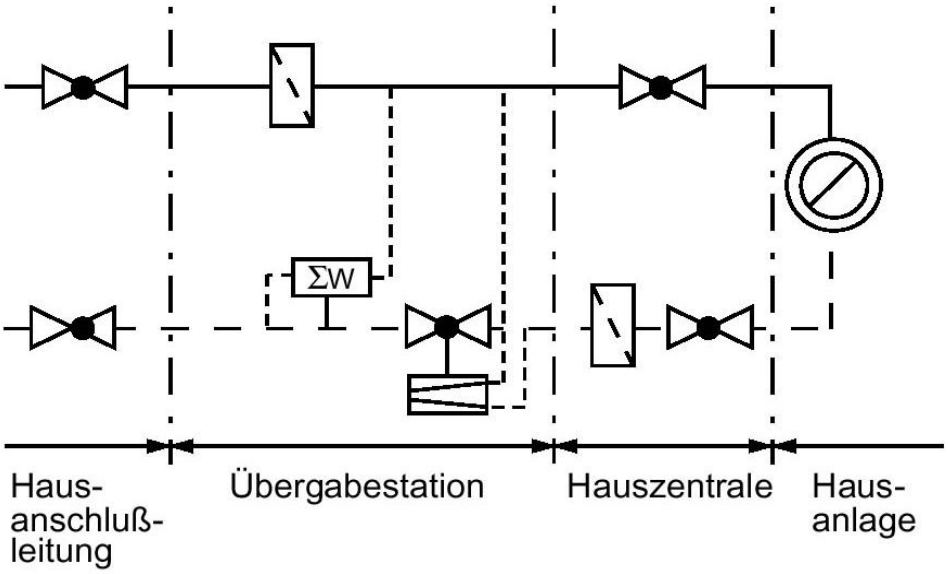

Abbildung 3.2.5-1: Beispiel einer Hausstation [2]

Wie in Abbildung 3.2.5-1 ersichtlich, besteht die Hausstation aus der Übergabestation, die zum Eigentum des Wärmelieferanten zählt, und der Hauszentrale, welche sich im Eigentum des Kunden befindet.
Während die Übergabestation der vertragsgemäßen Wärmeübergabe hinsichtlich Druck und Temperatur dient, wird in der Hauszentrale die Wärmelieferung an die thermischen und hydraulischen Gegebenheiten der Hausanlage angepasst.

Übergabestation und Hauszentrale können baulich getrennt sein, wie es meist bei großen zu versorgenden Objekten geschieht, oder in einer Einheit zusammengefasst sein; wie es bei Kleinabnehmern in der Regel gehandhabt wird.
Im Gegensatz zu der früher praktizierten individuellen Fertigung und Installation werden heute vorgefertigte, standardisierte Hausstationen eingesetzt. Diese so genannten Kompaktstationen enthalten alle Anlagenkomponenten und werden montagefertig beim Kunden angeliefert und installiert. Folgende Abbildung 3.2.5-2 gibt einen kurzen Überblick über die in den folgenden Abschnitten erklärten Anbindungsvarianten:

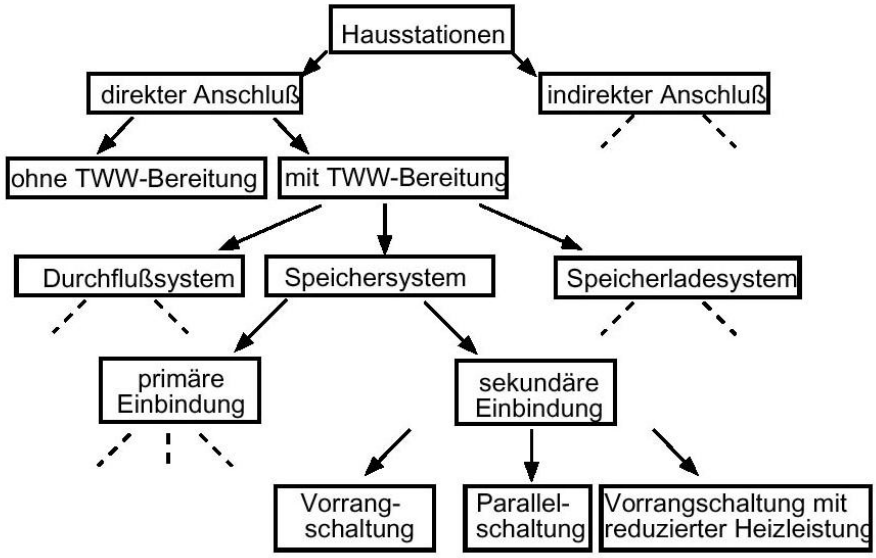

Abbildung 3.2.5-2: Schaubild der Anbindungsvarianten [2]

3.2.4.1 Anbindungsvarianten

Während bei der direkten Anbindung das Fernheizwasser auch die Anlagenteile der Hausanlage durchströmt, wird beim indirekten Anschluss ein Wärmetauscher zwischen Fernwärmenetz und Hausanlage geschaltet. Bei zu hohen Netztemperaturen kann bei der direkten Variante über eine Beimischung aus dem Hausanlagenrücklauf die Hausanlagenvorlauftemperatur angepasst werden.
Für die indirekte Anbindung sprechen vor allem die Unabhängigkeit von den Druckverhältnissen im Netz und der Fernheizwasserbeschaffenheit.
Die direkte Anbindung stellt meist die kostengünstigere Lösung dar. Aufgrund der erhöhten Sicherheit, der Preisvorteile bei hohen Netzdrücken und "betrieblicher Philosophien" wird von vielen Unternehmen jedoch der Indirektanschluss bevorzugt.
Bei geeigneten Betriebsparametern sollten die Einsparungspotentiale und die möglichen abgesenkten Netzparameter durch die direkte Variante genutzt werden. Hierbei sollte jedoch nach Möglichkeit eine zentrale Filterstation vorgesehen werden, damit evtl. Verschmutzungen, die beispielsweise durch Reparaturen an Kundenanlagen eingetragen werden, nicht zu Schäden (Verstopfung der Thermostatventile, Ablagerung oder Abrasion bei Kunststoffmediumrohren etc.) führen [2].

3.2.4.2 Trinkwassererwärmung

Für die Trinkwassererwärmung (TWE) werden drei verschiedene Techniken eingesetzt: das Durchflusssystem, das Speichersystem und das Speicher-Lade-System (siehe Abbildung 3.2.5.2).

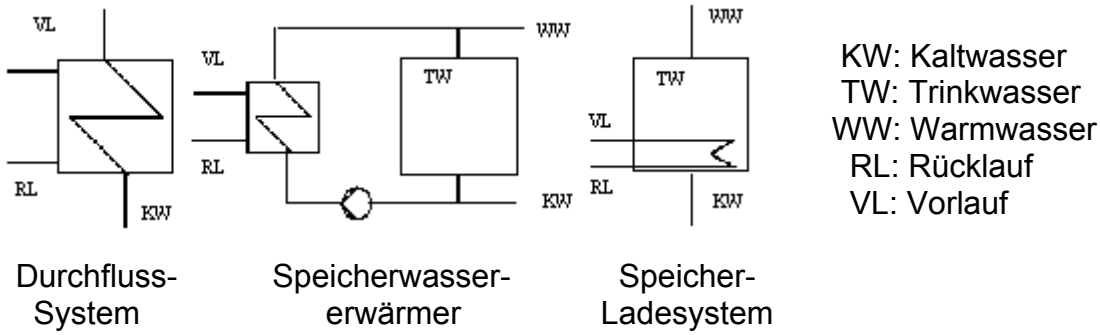

Abbildung 3.2.5.2: TWE- Systeme [2]

Beim Durchflusssystem wird das Trinkwasser direkt zum Bedarfszeitpunkt durch einen Plattenwärmetauscher erwärmt. Daher werden relativ hohe Leistungen benötigt, die sich jedoch bei Anschluss mehrerer Verbraucher durch die zu berücksichtigende Gleichzeitigkeit verringern.
Diese TWE kann auch zweistufig ausgeführt werden, wobei in der ersten Stufe der Heizungsrücklauf zur Vorwärmung genutzt wird. Im primär eingebundenen Nachwärmetauscher erfolgt dann die restliche Aufwärmung. Bei der Durchflusstechnik muss auf eine gute Regelung geachtet werden. Vorteile des Durchflussprinzips sind die hygienisch einwandfreie Trinkwasserbereitung, die gute Auskühlung des Fernheizwassers, der geringe Platzbedarf sowie die geringen Investitionskosten.
Der Vorteil des Speicherwassererwärmers liegt in der geringen Anschlussleistung, da das Trinkwasser vor der Entnahme mit relativ kleinen Heizleistungen in einem Speicher- TWE aufgeheizt wird. Dadurch stehen kurzfristig große Mengen erwärmten Trinkwassers zur Verfügung, dessen Temperatur auch bei schwankender Abnahme relativ konstant ist. Nachteilig ist der große Platzbedarf und die sich verschlechternde Auskühlung des Fernheizwassers im Laufe des Ladevorganges, an dessen Ende die Fernwärmerücklauftemperatur sogar bis an die Speichertemperatur angehoben wird. Außerdem sind die Investitionen für das Speichersystem höher als beim Durchfluss-

system, da die Mehrkosten des größeren Wärmetauschers wesentlich geringer als die des Speichers sind.

Da sich in Bereichen mit mittleren Temperaturgradienten, die konstruktionsbedingt im unteren Teil des Speichers auftreten können, Legionellen gut vermehren, kann es zu Problemen bei der Trinkwasserhygiene kommen.
Das Speicher-Ladesystem stellt eine Kombination zweier Systeme dar.
Es besteht aus einer Zusammenschaltung eines Durchfluss-TWE und eines Speichers über eine Regelschaltung und eine Speicherladepumpe. Der Wärmeübertrager deckt nur den durchschnittlichen Trinkwarmwasserbedarf. Die Verbrauchsspitzen werden zusätzlich durch den Speicher gedeckt, der wiederum in Zeiten geringen Verbrauches vom Wärmetauscher geladen wird. Dieses Zusammenspiel erfordert eine optimale Auslegung von Wärmeübertrager und Speicher und einen im Vergleich zum Durchflusssystem regelungstechnischen Mehraufwand. Die Einbindung kann bei allen drei Systemen über das Fernheizwasser (primärer Anschluss) oder das Netz der Hausanlage (sekundärer Anschluss) erfolgen. Letzterer kommt dann zum Einsatz, wenn aufgrund hoher Betriebsdrücke und -temperaturen ein direkter Anschluss unmöglich oder nicht gewünscht ist. Des Weiteren ist der Anschluss mit oder ohne Beimischung möglich, wobei letzteres i.a. zur Vermeidung von Verkalkung des direkt angeschlossenen Wärmeübertragers bei hartem Wasser erfolgt.
Die TWE erfolgt zumeist im Vorrangbetrieb, d.h. die Heizung wird während des Lastvorganges nicht versorgt, wobei die Ladezeiten aus Komfortgründen nicht länger als 0,5-1 Stunde sein sollten [2].

3.2.6 Zusammenfassung und Darstellung der möglichen Betreiberkonzepte

Da es nicht Ziel unserer Arbeit ist, eine technische Auslegung zu erstellen wurden in den vorangegangen Kapiteln nur die gängigen Systeme vorgestellt. Unsere Vorschläge sind in der Hauptsache darauf bedacht, eine in Daun machbare aber kostengünstige Versorgung mit Wärme zu gewährleisten. In diesem Falle ist es eine Strahlennetzverteilung mit Standard-Trassenführung (Abbildung 3.2.1.2-1). Das Netz sollte in KMR ausgeführt werden, teilweise in starrer Form, aber auch in flexibler Ausführung. Die Hausstationen sollen indirekt angebunden werden, um einen sicheren Betrieb auch bei Rohrschäden in der Kundenanlage zu gewährleisten.

Vor der weiteren Entwurfs- und Ausführungsplanung ist zu klären, wer der Betreiber der zukünftigen Anlage sein könnte oder sein sollte, denn der Betreiber muss die dann folgenden Planungs- und Realisierungskosten tragen und in seine Wirtschaftlichkeitsberechnung mit aufnehmen. Es gibt verschiedene Möglichkeiten von Betreiberkonzepten, die im Folgenden aufgeführt werden [1].

3.2.6.1 Die Kommune als Betreiber

Die Kommune kann selbst, oder durch einen Eigenbetrieb die Nahwärmeversorgungsanlage betreiben und die Wärme an sich selbst und an andere Wärmekunden verkaufen. Dazu muss sie die Finanzierung erbringen, die Planung und Bauleitung bei einem Ingenieurbüro in Auftrag geben und Personal ausbilden und vorhalten für den Betrieb, Verwaltung und Abrechnung.

3.2.6.2 GmbH als Betreiber

Die GmbH ist die gebräuchlichste Rechtsform, sofern die Gemeinde sich an der Wärmelieferung nur beteiligen möchte. Für ihre Gründung wird ein Gesellschaftskapital von mindestens 25.000 € vorgeschrieben. Durch das vergleichsweise geringe Grundkapital können auch Gesellschafter ohne große Eigenmittel aufgenommen werden, die ihr Interesse am Heizwerk vertreten wollen. Kreditgeber verlangen je

doch selbstschuldnerische Bürgschaften in Höhe der Kredite. Für die Gründung einer GmbH muss ein Gesellschaftsvertrag vor dem Notar geschlossen werden.

3.2.6.3 Genossenschaft als Betreiber

Die Genossenschaft ist mit einem Verein vergleichbar und kann wie dieser die Gemeinnützigkeit erlangen. Sie darf zwar keine Gewinne erzielen, Überschüsse dürfen jedoch ausgeschüttet werden. Interessant ist diese Rechtsform, sofern angestrebt wird, dass die Wärmenutzer sich an dem Heizwerk beteiligen können. In Österreich kommt die Genossenschaft häufig zur Anwendung.

3.2.6.4 Kommanditgesellschaft als Betreiber

Die Kommanditgesellschaft bietet stillen Teilhabern eine Kapitalbeteilligung, auch mit anfänglichen Verlustzuweisungen. Die Führung und die Verantwortung für den Betrieb des Heizwerkes liegen bei einer GmbH, die ihre Gewinne an die Kommanditisten abführt. Interessant wird diese Gesellschaftsform zunehmend für Contractoren, die auf diese Weise haftendes Kapital beschaffen können.

3.2.6.5 Contractor als Betreiber

Der Contractor ist als Betreiber für eine Gemeinde oftmals sehr interessant, da hierbei die Gemeinde kein eigenes Geld aufzubringen braucht und für den laufenden Betrieb der Anlage und die Abrechnung mit den Wärmekunden kein Personal vorhalten muss. Die Interessen der Gemeinde und die der zukünftigen Wärmenutzer werden in einem Gestattungsvertrag und einem Wärmelieferungsvertrag geregelt. Der geeignete Contractor kann durch Wettbewerb ermittelt werden. Hierzu müssen Ausschreibungsunterlagen durch ein geeignetes Beratungsbüro erstellt werden, um zu vergleichbaren Angeboten zu kommen.

3.3 Auflistung der Leitungslängen der drei Fernwärmenetze

In Anhang 8 dieser Studie befinden sich drei Faltpläne. Dies sind Katasterblätter, auf denen die Stadt Daun abgebildet ist. Einer dieser Pläne entspricht jeweils einer der drei Netzvarianten. Mit Hilfe des Programms AutoCAD 2000 wurde für jede Netzvariante der Leitungsverlauf eingezeichnet. Zusätzlich dazu sind die verschiedenen Leitungstypen (Durchmesser DN) farblich unterschiedlich gekennzeichnet. Die einzelnen Leitungstypen ergeben sich aus Diagramm 3.3:

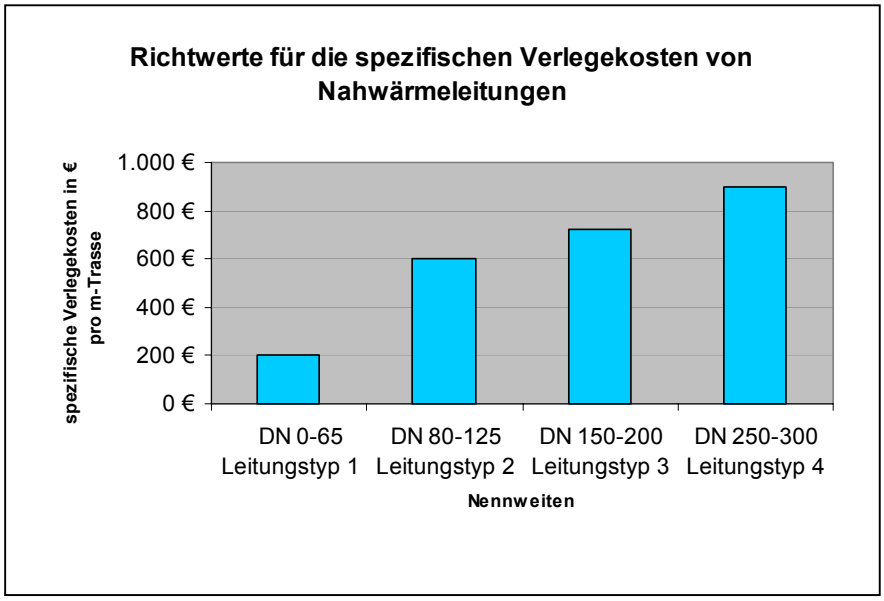

Diagramm 3.3: Klassifizierung verschiedener Leitungstypen [1]

Anhand des zur Verfügung stehenden Informationsmaterials lassen sich die Rohrleitungskosten auf drei verschiedenen Wegen berechnen.

- **1. Möglichkeit:** Annahme eines Pauschalpreises pro Meter verlegter Trasse
- **2. Möglichkeit:** Einteilung der Rohrleitungen in vier Größenklassen nach dem „Leitfaden für die Errichtung von Holzenergie-Anlagen“ (siehe Bild 3.3)
- **3. Möglichkeit:** Genaue Berechnung der Leitungsdurchmesser für jeden Trassenabschnitt und anschließende Preisermittlung aus Herstellerangeboten.

Von der dritten Möglichkeit soll an dieser Stelle Abstand genommen werden, da sie den Rahmen dieser Studie sprengen würde. Es handelt sich bei dieser Arbeit um eine Machbarkeitsstudie und deshalb ist es nicht von Nöten eine exakte Netzplanung durchzuführen.

Möglichkeit 1 bietet den Vorteil einer ersten Aussagekraft über die zu erwartenden Rohrnetzkosten, auch ohne genaue Berechnung der Leitungsdurchmesser mittels einer Rohrnetzberechnung. Da mehrere Möglichkeiten eines Netzausbaus zur Verfügung stehen, lässt sich schnell ein erster Kostenvergleich der Varianten durchführen. Die hier zum Einsatz kommende Methode zur Berechnung der Rohrnetzkosten ist Möglichkeit 2. Die Länge der einzelnen Leitungsabschnitte wurden mit Hilfe der DigTK 25, einer Software mit Landkarten des Gebietes Eifel-Mosel-Hunsrück abgemessen.

Netzvariante 1:

Leitungstyp 1: 100 m
Leitungstyp 2: 385 m
Leitungstyp 3: 2791 m
Leitungstyp 4: 200 m

Gesamtleitungslänge Netzvariante 1: 3476 m

Netzvariante 2:

Leitungstyp 1: 1994 m
Leitungstyp 2: 1907 m
Leitungstyp 3: 1556 m

Gesamtleitungslänge Netzvariante 2: 5457 m

Netzvariante 3:

Leitungstyp 1: 2059 m
Leitungstyp 2: 2127 m
Leitungstyp 3: 4752 m
Leitungstyp 4: 200 m

Gesamtleitungslänge Netzvariante 3: 9138 m

3.4 Brennstoffvarianten der Kesseldimensionierung

Anhand dieser Machbarkeitsstudie gilt es zu überprüfen, ob es sich als vorteilhaft erweist, die benötigte Wärme zur Einspeisung in das Fernwärmenetz aus 100% Biomasseenergie herzustellen. Um jedoch sicherzustellen, dass neben dieser Art der Energieversorgung nicht noch andere konkurrenzfähige Wärmebereitstellungsvarianten existieren, wird zusätzlich die Kombination von HHS mit konventioneller Gasfeuerung untersucht.

Wie in vielen Berichten und Analysen zur Biomasseenergie nachzulesen ist, hat die Erfahrung im Umgang mit dieser gezeigt, dass eine Wärmebereitstellung mittels 100% Biomasse meist kostenintensiver ist als die Wärmebereitstellung mit konventionellen Brennstoffen, wenn ausschließlich die reinen Investitions- und Unterhaltungskosten als ausschlaggebendes Kriterium dienen. Werden allerdings weitere Kriterien wie z.B. ökologische Gesichtspunkte zur Beurteilung herangezogen, ist die Biomasseenergie die eindeutig umweltfreundlichere.

Die Kombination HHS/Gas ließe sich in der Stadt Daun ohne größere Probleme umsetzen, da bereits eine Gasversorgung besteht. Es müsste dann nur eine Gasleitung zum Heizwerk verlegt werden.

Der folgende Teil soll Aufschluss darüber geben, welche Kesselzusammenstellung als die sinnvollste anzusehen ist. Entweder 100% Biomasse, oder die Kombination dieser mit Gas. Auch wenn sich eine Energiebereitstellung mit 100% konventionellen Brennstoffen als die kostengünstigste Variante erweisen würde, käme sie in diesem Fall nicht in Betracht, da auf jeden Fall ein Teil der Feuerung mit Biomasse gespeist werden soll. Dies ist von vornherein die Bedingung zum Bau des Fernwärmenetzes.

Der angegebene Prozentsatz HHS bezieht sich auf die geforderte Spitzenleistung und nicht auf den Anteil der abdeckten kWh. Dies gilt für dieses und die folgenden Kapitel dieser Studie.

Folgende Fragen werden untersucht:

- Wie treten die Kessel regelungstechnisch miteinander in Verbindung?
- Wie können die einzelnen Kessel möglichst effektiv eingesetzt werden (Auslastung durch maximale Laufzeit)?
- Was kann getan werden um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten?

Diese oben angesprochen Möglichkeiten der Kesselkombination lassen sich am besten anhand einer charakteristischen Jahresdauerlinie veranschaulichen. Eine solche Jahresdauerlinie ergibt sich aus den in der Bestandsaufnahme erfassten Wärmeverbrauchsdaten.
Um das Für und Wider verschiedener Kesselkombinationen zu diskutieren, ist eine exakte Auswertung der Daten der drei Netzvarianten nicht von Nöten. Die im Folgenden verwendete Jahresdauerlinie entstand zwar aus den Wärmeverbrauchsdaten von Netzvariante 3, jedoch ist dies von keiner Bedeutung, da auch Daten einer anderen Netzvariante zur Veranschaulichung dienen könnten.

3.4.1 Kesseldimensionierung - 100% HHS-Kessel

Dieses Kapitel erklärt ganz allgemein wie die Aufteilung der Kesselleistung bei gegeben Voraussetzungen aussehen kann. Es spielt für diese Betrachtung keine Rolle wie hoch der Wärmebedarf insgesamt ist.
Diese Feuerungsvariante, mit dem Einsatz von 100% HHS, soll als Feuerungsvariante 100/0 bezeichnet werden. Die Zahl 100 steht für: 100% der Kesselmaximalleistung werden durch HHS abgedeckt und die Zahl 0 steht für: 0% der Kesselmaximalleistung werden durch Gas abgedeckt.

Abbildung 3.4.1 zeigt eine Jahresdauerlinie und eine mögliche Kesselaufteilung. Die hier aufgeführte Jahresdauerlinie entstand aus den Wärmeverbrauchsdaten von Netzvariante 3. Daher auch die hohen kW-Zahlen von bis zu 25 MW auf der Abszisse des Diagramms.

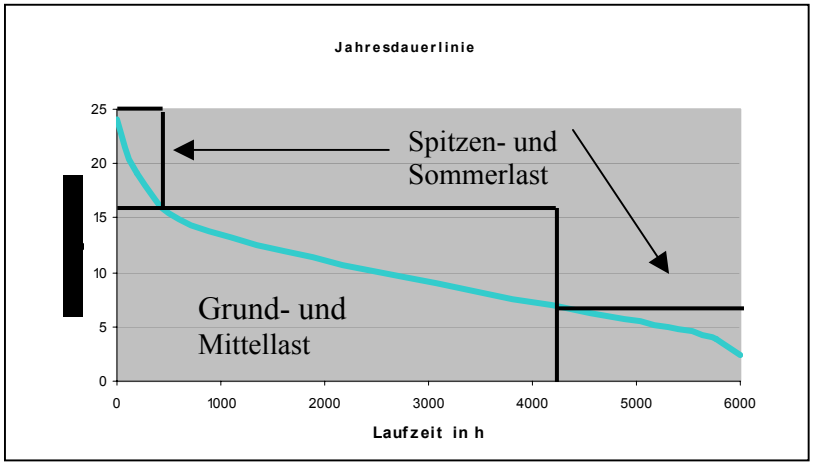

Abbildung 3.4.1: Abdeckung des Energiebedarfs mittels 100% HHS

Wie zu erkennen, kommen zwei Kessel zu Erzeugung des benötigten Energiebedarfs zum Einsatz. Der größere Kessel, mit ca. 16 MW, dient zu Abdeckung der Grund- und Mittellast, der kleinere, mit ca. 9 MW, zur Energiebereitstellung des Sommerwärmebedarfs und der Spitzenlast. Eventuell wäre es sogar möglich nur einen Kessel zum Einsatz zu bringen, z.B. bei Netzvariante 1, da die HHS- Kessel auch bei 30% ihrer Maximalleistung wirtschaftlich zu betreiben sind. Der Vorteil des Einsatzes zweier Kessel liegt aber auf der Hand. Falls einer der Kessel ausfallen sollte, kann der zweite zumindest eine Grundversorgung bereitstellen. Außerdem lässt sich der große Kessel weitaus wirtschaftlicher betreiben, da er nicht bis an sein Minimum heruntergefahren werden muss. Auch wenn dies möglich wäre, ist es sinnvoller ihn annähernd bei Volllast zu betreiben.

3.4.2 Kesseldimensionierung - 60% HHS-Kessel und 40% Gaskessel

Diese Feuerungsvariante erhält die Bezeichnung 60/40. Dies bedeutet, dass 60% der Kesselmaximalleistung durch einen HHS-Kessel und 40% der Kesselmaximalleistung durch einen Gaskessel bereitgestellt werden.

Nun kommt zusätzlich zum HHS-Kessel ein konventioneller Kessel hinzu. Der einzige Aspekt warum eine solche Variante untersucht wird, liegt bei der Kostenseite. Durch den zusätzlichen Einsatz eines konventionellen Kessels können die Investitionskosten geringer gehalten werden. Zwar ist die Kilowattstunde Gas im Einkauf teurer, als die von HHS, aber die erheblich niedrigeren Kesselkosten lassen diese Variante durchaus bedenkenswert erscheinen. Wie die Aufteilung zwischen Gas und HHS im Einzelnen aussieht, ist natürlich frei wählbar. Da bei dieser Machbarkeitsstudie aber ständig das Problem besteht, eine Übersichtlichkeit des Ganzen zu bewahren, erfolgt eine Beschränkung auf die Aufteilung 60% HHS/30% Gas und 30% HHS/70% Gas.
In Abbildung 3.4.2 ist wiederum eine Jahresdauerlinie zu erkennen. Hierbei ist allerdings die Kesselaufteilung mit einem Gaskessel und einem HHS-Kessel vorgenommen worden.

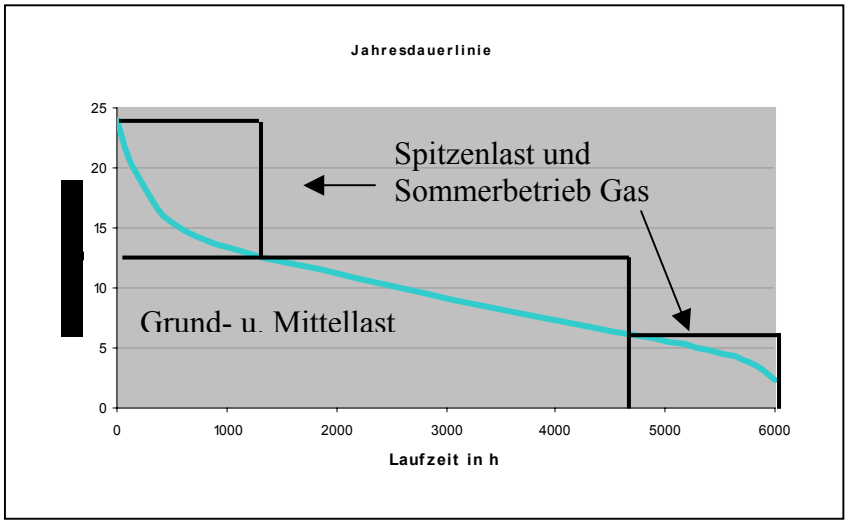

Abbildung 3.4.2: Aufteilung der Kesselleistung auf einen HHS- Kessel bei 60% der Spitzenleistung und eines Gaskessels bei 40%

Vergleicht man das obige Bild mit dem der Energieerzeugung mit 100% HHS, lässt sich kein wesentlicher Unterschied erkennen. Die Kesselaufteilung im Schaubild sieht gleich aus. Lediglich der Spitzenkessel, der auch den Sommerbetrieb abdeckt wird nun mit Gas gefeuert. Nachteil dieser Variante ist es, dass die Energiebereitstellung nicht mehr aus 100% HHS erfolgt. Würde es sich als am kostengünstigsten erweisen, wäre dies auf jeden Fall die Variante, die am ehesten zur Anwendung käme, da allein die ökologischen Vorteile, sprich weit geringere Schadstoffemissionen, den Ausschlag gäben. Kämen jetzt doch noch 60% HHS zum Einsatz, wäre dies nur zu begrüßen. Betrachtet man nochmals das obige Schaubild, erkennt man, dass 80-90% der benötigten kWh/a mittels HHS bereitgestellt werden können. Lediglich die restlichen 10-20% erzeugt der Gaskessel. Dieser dient hier wiederum zur Abdeckung der Spitzenlast und des Sommerbetriebs. Eventuell bestünde die Möglichkeit nur einen Gaskessel zur Abdeckung der Spitzenlast einzusetzen. Die Wirtschaftlichkeit des HHS-Kessels erhöht sich aber durch die geringere Laufzeit und höhere Leistung. Des Weiteren besteht hier auch wieder der Vorteil, dass zwei Kessel zum Einsatz kommen und eine Grundversorgung garantiert ist.

3.4.3 Kesseldimensionierung - 30% HHS-Kessel und 70% Gaskessel

Die nun ausgewählte Feuerungsvariante soll auch unter der Bezeichnung 30/70 bekannt sein. Dies bedeutet, dass 30% der Kesselmaximalleistung mittels eines HHS-Kessels und 70% der Kesselmaximalleistung mittels eines Gaskessels bereitgestellt werden.
Ausgehend von der zweiten Kombinationsmöglichkeit wird der HHS- Anteil von 60% auf 30% verringert. Vorteil ist, dass die Investitionskosten nochmals sinken. Der Nachteil liegt allerdings im geringen HHS-Anteil und den damit nicht so guten CO_2-Emissionswerten.

Abbildung 3.4.3 zeigt die Jahresdauerlinie für die dritte Möglichkeit der Kesselkombination. Darin wurde eine mögliche Kesselaufteilung für den Einsatz von 30% HHS und 70% Gas.

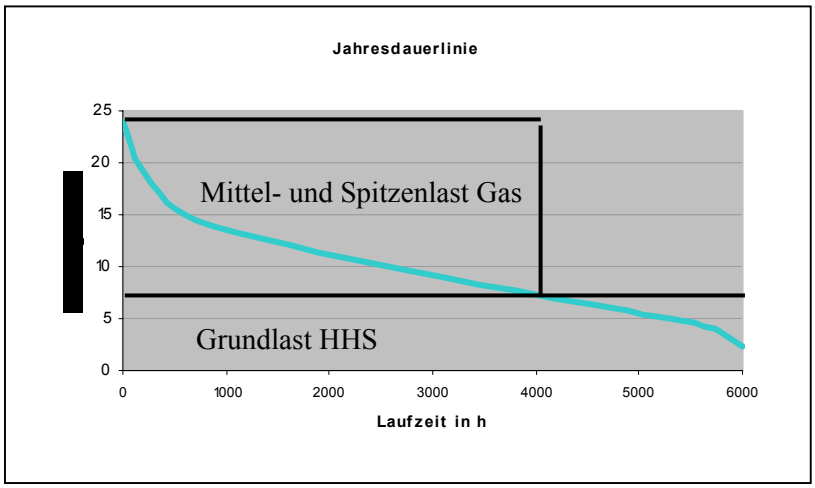

Abbildung 3.4.3: Aufteilung der Spitzenleistung in 30% HHS und 70% Gas

In Abbildung 3.4.3 läßt sich gut erkennen, daß nun nicht mehr 80-90% der pro Jahr benötigten kWh mittles HHS bereitgestellt werden können. Grob abgeschätzt werden es vielleicht noch 60% sein. Allerdings ist der HHS-Kessel in diesem Fall mit Sicherheit der am wirtschaftlichsten zu betreibende Kessel. Seine Leistung ist entsprechend gering und er kann deshalb auch den Sommerbetrieb mit übernehmen. Dadurch kann er im Vergleich zu allen in den anderen Varianten aufgezeigten Kesseln die höchste Laufzeit erreichen. Es kann vermutet werden, dass sich diese Variante als die kostengünstigste erweist. Wäre dies der Fall läge, es nicht im Interesse der Stadt Daun. Beabsichtigt ist es es, einen möglichst hohen HHS-Anteil bei der Energieerzeugung einzusetzen. Es liegt daher später im Ermessen der zuständigen Personen und Parteien, zu überlegen, ob bei der Entscheidung, wie das Heizwerk gebaut wird, der wirtschaftliche oder der ökologische Aspekt im Vordergrund stehen soll.

3.4.4 Schlußbemerkung zu Kapitel 3.4

Zunächst soll auf das Problem der Versorgungssicherheit eingegangen werden. Auch wenn es bei den oben besprochenen Varianten die Möglichkeit gibt, dass immer ein Kessel eine gewisse Versorgungssicherheit garantieren kann, ist dies möglicherweise nicht genug Sicherheit. Fällt im Winter einer der Kessel aus, ist eventuell nicht genug Wärme vorhanden, um jedem Abnehmer eine Grundwärme zu garantieren. Daher soll an dieser Stelle ein Zubehörteil zum HHS-Kessel vorgestellt werden.
Es besteht die Möglichkeit den Kessel mit einem Zusatzbrenner auszustatten, so dass der Kessel bei einem Ausfall der HHS-Versorgung mit Gas oder Öl gefeuert werden kann. Der Kessel ist bei Betrieb mit Gas oder Öl trotzdem fähig die volle Leistung zu fahren. Wenn an einem HHS-Kessel ein Defekt vorliegt, dann liegt es meistens an der Beschickungsanlage und deshalb würde sich ein solcher Zusatzbrenner durchaus als sinnvoll erweisen. Der Brenner sitzt außen auf dem Kessel, wie bei einem Gaskessel, und schaltet sich automatisch ein, wenn die Temperatur im Brennraum unter 50°C sinkt. Die Brennraumtemperatur wird mit einem Temperaturfühler gemessen.

Was zudem an dieser Stelle erwähnt werden muß, ist die Tatsache, dass dieses Kapitel ganz allgemein beschreiben sollte, wie in dieser Machbarkeitsstudie die Kesselauslegung vorgenommen wird. Wenn im nächsten Kapitel die genaue Kostenermittlung für die Heizzentrale vorgenommen wird, ist es von Nöten sich die Jahresdauerlinie für jede einzelne Netzvariante vorzunehmen und ganz konkret danach die einzelnen Kesselgrößen zu ermitteln. Eventuell sieht die Kesselaufteilung nicht mehr exakt so aus wie auf den obigen Schaubildern. Durch die enorm große benötigte Kesselleistung kommen ggf. mehr als zwei Kessel zum Einsatz. Wie die realistische Kesselaufteilung aussehen kann, ist dem nächsten Kapitel zu entnehmen.

Als letztes noch eine Anmerkung zum weiteren Verlauf dieser Machbarkeitsstudie: In Kapitel 4 erfolgt anschließend die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Aus Kapitel 3.1.1 ergab sich die Beschränkung auf drei Netzvarianten. Folgernd aus diesem Kapitel 3.4 ergibt sich eine Untersuchung dieser Netzvarianten für die verschiedenen Kesselkombinationen. Es wird also für jede Netzvariante die Aufteilung der Spitzenleistung auf HHS- und Gaskessel mit den Kombinationen 100% HHS, 60% HHS/40% Gas und 30% HHS/70% Gas untersucht. Da aber Herstellerangaben als Grundlage dienen, kann die prozentuale Aufteilung um einige Prozent abweichen.

3.5 Aufstellen der Jahresdauerlinien und Dimensionierung der Kesselleistung

Nachdem im letzen Kapitel die Arten der Feuerungen vorgestellt wurden, ist der nächste Schritt das Aufstellen der Jahresdauerlinien. Anhand der Datenerfassung konnte der jährliche Wärmebedarf ermittelt werden. Die daraus entstehende Jahresdauerlinie bringt nun die einzelnen Kesselleistungen in Verbindung mit den Laufzeiten pro Jahr. Als erstes stellt sich aber die Frage wie die benötigten Kesselleistungen zu ermitteln sind. Ausgehend von Tabelle 2- A aus Anhang 2, die für jeden Betrieb den jährlichen Bedarf an Kilowattstunden zeigt, wird über die dem Gebäude entsprechenden Volllaststunden die Größe des im Gebäude befindlichen Kessels berechnet. Der Werte der angesetzten Volllaststundenzahl entstammen Tabelle 2- B aus Anhang 2. Ist die Ermittlung der Kesselgrößen der einzelnen Gebäude erfolgt, ergibt deren Aufsummierung die für die entsprechende Netzvariante gesamt benötigte Kesselleistung. Auf diese Leistung muss das Heizwerk ausgelegt werden.
Die Gesamtkesselleistung bringt aber leider noch nicht die Lösung aller technischen Probleme. Sie gibt zwar schon Aufschluss über die Anzahl der Kessel, die nötig sind um die benötigte Wärmemenge bereitzustellen, hat aber keinerlei Aussagekraft in Bezug auf die Verschaltung der Kessel untereinander und ob sie wirtschaftlich zu betreiben sind. Diese Frage kann in Verbindung mit der zugehörigen Jahresdauerlinie geklärt werden.

Wie ist das Entstehen einer Jahresdauerlinie zu erklären?

Ausgehend von einer allgemein gültigen Linie [3], die generell bei der Wärmeerzeugung zu Heizzwecken angewendet werden kann, muss geprüft werden, ob sie auch im Fall dieser Studie zur Anwendung kommen kann. Eine solche Linie zeigt Abbildung 3.5.

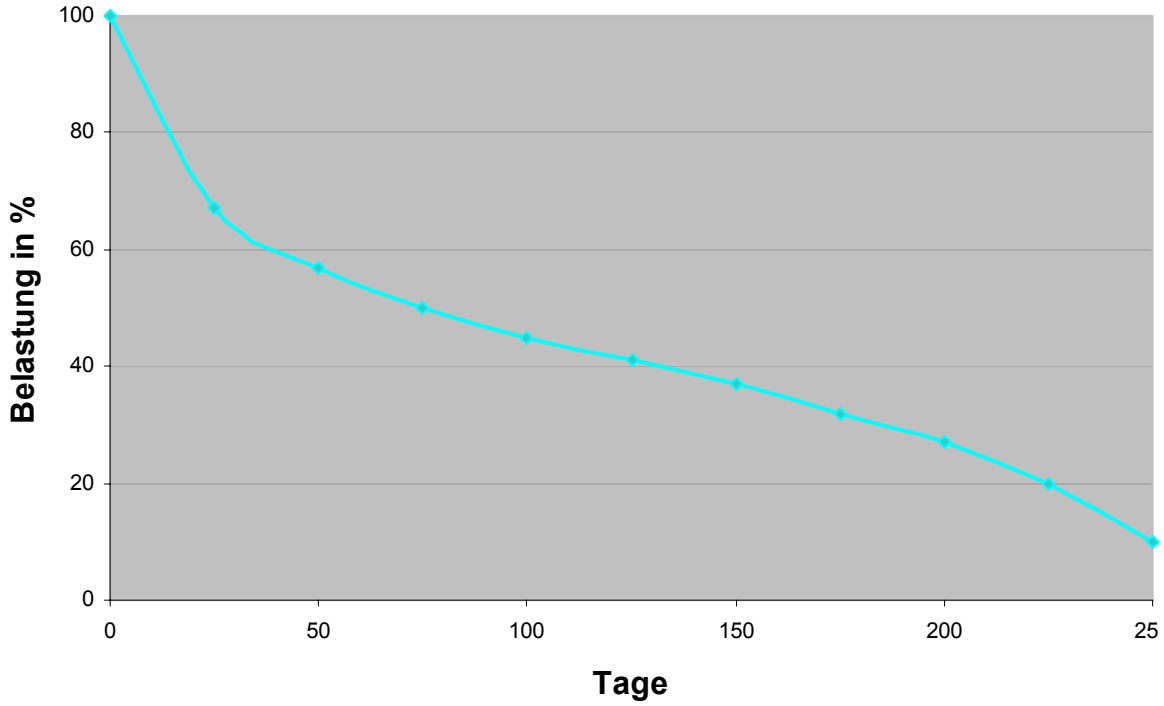

Abbildung 3.5: Belastungsdauerlinie eines Heizwerkes zur Raumheizung

Auf der Abszisse in Abbildung 3.5 ist die Kesselleistung und auf der Ordinate sind die Laufzeitstunden aufgetragen. Unter Laufzeitstunden versteht sich ganz allgemein die Anzahl der Stunden pro Jahr, die der Kessel in Betrieb ist, egal, ob bei Volllast oder nicht. Deshalb dürfen diese nicht mit Teillaststunden verwechselt werden. Anhand des entstandenen Graphen lässt sich genau ablesen, welche Leistung wie viele Stunden pro Jahr gefordert ist.

In dieses Diagramm können im nächsten Schritt die Leistungen der ausgesuchten Kessel eingezeichnet werden. Erst jetzt erweist sich der große Vorteil einer solchen Jahresdauerlinie. Das Diagramm legt genau offen, welcher Kessel wie viele Stunden pro Jahr zum Einsatz kommt. Da ja bekanntlich die Wirtschaftlichkeit eines Kessels steigt, je mehr Stunden er pro Jahr in Betrieb ist, lassen sich wenig sinnvoll genutzte Kessel ausfindig machen. Es kann nun versucht werden, den Kessel an anderer Stelle zum Einsatz kommen zu lassen, um dessen Laufzeit dadurch zu erhöhen.

Bevor auf den folgenden Seiten die einzelnen Jahresdauerlinien folgen, ist noch etwas zu der Auswahl der Kessel zu sagen. Im Fall der HHS- Kessel war es fraglich, ob große Kessel im Megawattbereich hergestellt werden. Dies war allerdings durch eine telefonische Nachfrage bei führenden Herstellern herauszufinden. Entgegen der gehegten Hoffnungen, sind Kessel nur bis zu einem maximalen Leistungsbereich von ca. 4 MW erhältlich. Erhältlich heißt in diesem Fall, dass es sich um eine Serienfertigung handelt. Selbstverständlich stellen diese Firmen auch größere Kessel her, aber diese fallen dann unter Sonderanfertigung, und es ist kaum möglich die entsprechende Preise zu erfahren. Diese Sonderplanungen erfolgen erst nach genauer Untersuchung der aufgenommenen Daten, der Ermittlung eines Verbrauchprofils, und exakter Angabe über die Art des Brennstoffes, der Beschickung und der Entaschung. Eine Lieferung dieser Angaben war im Rahmen der vorliegenden Arbeit nicht möglich. Die genaue Kostenermittlung bleibt einer eventuellen an diese Arbeit anknüpfenden Vorplanung vorbehalten.

Die verwendeten Gaskessel stammen von der Firma Buderus [6]. Sie stellt Kessel auch in einem größeren Leistungsbereich als 4 MW her. Die verfügbaren Größen fanden sich in einem Katalog aufgelistet. Die dazugehörenden Preise erfuhren wir jedoch erst auf Anfrage. Zu den eigentlichen Kesselpreisen kommen selbstverständlich noch die Kosten für den entsprechenden Brenner und die Zubehörteile hinzu. Auf die Höhe der Kosten wird in Kapitel 4 eingegangen.

Falls die oben angesprochene Problematik nicht klar ersichtlich wurde, hier noch mal eine Verdeutlichung. Der nächste Teil, der die Auswertung der Jahresdauerlinien zeigt, darf nur als Annahme gelten, um eine Kostenermittlung zu ermöglichen.
Würde es in Zukunft zum Bau der Anlage samt Fernwärmenetz kommen, würde die Heizzentrale wahrscheinlich nicht in der hier angesprochenen Form gebaut werden.

Es wäre dann genügend Zeit eine intensive Planung durchzuführen und somit auch möglich entsprechend große HHS-Kessel in Sonderfertigung herstellen zu lassen. Es macht im Endeffekt natürlich mehr Sinn, anstatt vieler kleiner, einen großen Kessel zu installieren. Da sich aber keine Firma im Stande sieht, eine solche Kesselauslegung nur auf Anfrage durchzuführen, muss erst einmal von handelsüblichen Kesselgrößen ausgegangen werden. Damit einhergehend ist es auch logisch, dass der Investitionspreis für die Kesselanlage bei genauer Planung sinkt. Ein kleiner Kessel ist im Verhältnis immer teurer als ein großer. Dies wäre nur von Vorteil, da automatisch auch der Preis für die Kilowattstunde Fernwärme sinkt.

Es bestehen allerdings auch Vorteile einer in dieser Studie betrachteten „Mehr-Kessel-Lösung“:

- Bei einem langsamen Netzausbau kann die Kesselleistung der Anschlussleistung angepasst werden.
- Es kann eine höhere Versorgungssicherheit gewährleistet werden, da ein Totalausfall aller Kessel unwahrscheinlich ist.
- Die einzelnen HHS-Kessel können prinzipiell auf eine unterschiedliche HHS-Qualität ausgelegt werden.

Ergebnisse der Kesseldimensionierung

Im folgenden Kapitel wird für jede Anlagenvariante die charakteristische Jahresdauerlinie aufgestellt. Anschließend ist es möglich die verwendeten Kessel anhand ihrer Leistung in das Diagramm einzuzeichnen. Es lässt sich dann genau ablesen welcher Kessel welchen Bedarf an Kilowattstunden deckt.
Die vorab folgende Tabelle 3.5.1 gibt eine Übersicht über die neun einzelnen Anlagenvarianten. Abhängig von der jeweiligen Netzvariante und der Art der Feuerung ist aufgeführt, wie viele Kessel zur Energieerzeugung benötigt werden und wie hoch deren individuelle Kesselleistung ist. Anschließend ist für jede Netzvariante die entsprechende Jahresdauerlinie aufgeführt. In das jeweilige Diagramm wird eingezeichnet, wie viele Kessel zum Einsatz kommen und welche Leistung sie besitzen (Anhang 3).

Bezeichnung Anlagenvariante	Netz-variante	Feuerungs-variante	Kessel-anzahl	Kesselleistung
1 – 100/0	1	100% HHS	4	**HHS:** 1 x 4 MW 3 x 3 MW
1 – 60/40	1	60% HHS / 40% Gas	4	**HHS:** 2 x 4 MW **Gas:** 2 x 2,5 MW
1 – 30/70	1	30% HHS / 70% Gas	3	**HHS:** 1 x 3 MW **Gas:** 1 x 5,2 MW 1 x 3,05 MW
2 – 100/0	2	100% HHS	4	**HHS:** 3 x 4 MW 1 x 3 MW
2 – 60/40	2	60% HHS / 40% Gas	4	**HHS:** 2 x 4 MW **Gas:** 1 x 4,15 MW 1 x 2,5 MW
2 – 30/70	2	30% HHS / 70% Gas	3	**HHS:** 1 x 4 MW **Gas:** 1 x 7,7 MW 1 x 3,05 MW
3 – 100/0	3	100% HHS	7	**HHS:** 5 x 4MW 2 x 3 MW
3 – 60/40	3	60% HHS / 40% Gas	6	**HHS:** 4 x 4 MW **Gas:** 1 x 7,7 MW 1 x 2,5 MW
1 – 30/70	3	30% HHS / 70% Gas	5	**HHS:** 2 x 4 MW **Gas:** 2 x 7,7 MW 1 x 3,05 MW

Tabelle 3.5.1: Zusammenfassung der Kesselanzahlen und der Kesselleistungen der drei Netzvarianten

Anhand der Tabelle lassen sich die Größenverhältnisse der einzelnen Netzvarianten gut erkennen. Die kleine Variante bedarf der kleinsten Kesselleistung, die mittlere Variante der mittleren Kesselleistung und so weiter. Obwohl die mittlere Variante weitaus mehr Verbraucher umfasst als die kleine, ist ihre maximal geforderte Kesselleistung nicht viel höher. Der Unterschied beträgt nur ungefähr 2 MW.
Sehr gut deutlich wird des Weiteren, dass bei den Feuerungsvarianten mit 100% und 60% HHS mehr Kessel benötigt werden, wie im Fall von überwiegendem Einsatz von Gas als Brennstoff. Dies liegt, wie schon zu Beginn des Kapitels erklärt, an den kleinen zur Verfügung stehenden Größen der in Serie gefertigten HHS-Kessel.
Die hier dargestellten Varianten der Kesseldimensionierung sind nur als erste zur Orientierung dienende Vorschläge, die im Rahmen dieser Studie möglich waren zu betrachten. Die Größen der Kessel könnten auch anders gewählt werden, womit sich auch die Anzahl der zum Einsatz kommenden Kessel ändern würde.

4 Wirtschaftlichkeitsberechnung

In Anhang 4 dieser Arbeit befindet sich eine „Einführung zur Wirtschaftlichkeitsberechnung“. Dort wird eine Übersicht über die verschiedenen Berechnungsverfahren gegeben. Für diese Arbeit wurde das Verfahren der Annuitätsmethode ausgewählt. Zum einen, weil es sich um ein dynamisches Berechnungsverfahren handelt, und zum anderen, weil eine konstante Jahresannuität berechnet wird, welche die Angabe eines Arbeitspreises ermöglicht.
Es wird mit ihrer Hilfe beabsichtigt, für jede angesprochene Netzvariante einen Kilowattstundenpreis zu ermitteln, zu dem der Verbraucher seine Heizwärme beziehen kann. Dieser Preis beruht einzig und allein auf den durch die Investition und Unterhaltungskosten entstehenden Ausgaben. Eventuell erzielbare Gewinne aus dem Verkauf der Wärme werden nicht berücksichtigt. Der errechnete Preis gibt also an, zu welchem Preis die Kilowattstunde mindestens verkauft werden muss, um keine Verluste einzufahren.

4.1 Kosten der Leitungstrasse

Kapitel 3.3 befasste sich bereits mit der Leitungsverlegung. Dort wurde die Leitungslänge in Bezug auf die Leitungstypen aufgelistet. Obwohl es noch nicht beabsichtigt war Kosten zu nennen, ließ es sich in diesem Fall nicht vermeiden. Um klar zu machen, wie die Leitungen in Gruppen zusammenfassbar sind, musste das entsprechende Diagramm angesprochen werden.
In diesem genanntem Diagramm sind die Verlegekosten für die einzelnen Nennweiten aufgeführt. Es handelt sich dabei allerdings um die Kosten pro Meter Trasse bei einer Rohrverlegung in freiem Gelände. Wie auf den Katasterblättern in Anhang 9 gut erkennbar, trifft eine solche Verlegung als Freileitung für den Großteil des Fernwärmenetzes zu. Ungefähr ein Drittel der Leitungen verläuft aber innerhalb des Stadtgebietes. Deshalb sind zusätzlich zu den genannten Kosten noch die Kosten für das Wiederherstellen des Straßenbelags zu berücksichtigen.
Im Fall der Stadt Daun handelt es sich beim angesprochenen Straßenbelag nicht nur um bituminöse Deckschichten. Der überwiegende Teil der Innenstadt ist gepflastert. Selbstverständlich sind die Kosten für ein Pflaster höher als für eine Bitumendecke.

Kosten, die für den Straßenbelag angesetzt werden können, unter der Annahme, dass der Rohrleitungsgraben einen Meter breit ist (Angaben eines regionalen Energieversorgers):

25 €/m Bitumendeckschicht
40 €/m Beton-Steinpflaster

Bei einer Begehung der Stadt stellte sich heraus, dass die meisten Straßen einen Pflasterbelag haben. Andere wiederum sind mit einer Bitumenschicht bedeckt. Um einen ungefähren Preis festlegen zu können, bietet es sich an, den Preis von Bitumendeckschicht und Beton-Steinpflaster jeweils zur Hälfte einzurechnen. Dieser Preis darf noch nicht generell auf die im Diagramm genannten Kosten aufgeschlagen werden. Da nur für ein Drittel der Leitungen die Wiederherstellung des Bodenbelags erforderlich ist, fließt dieser Preis auch nur zu einem Drittel in den endgültigen Trassenpreis ein.

Kosten für die vier Leitungstypen (Diagramm 3.3):

Leitungstyp 1:	bis DN 65	:	210 €/m
Leitungstyp 2:	DN 80-DN 125	:	610 €/m
Leitungstyp 3:	DN 150-DN 200	:	730 €/m
Leitungstyp 4:	DN 250-DN 300	:	910 €/m

Nachdem die Kosten für die Leitungstypen feststehen, ist es möglich die gesamten Kosten des Leitungsnetzes für jede einzelne Variante zu berechen. Zum einen berechnen sich die Kosten aus dem vorher angesprochenen Diagramm. Da die dort genannten Kosten vergleichsweise niedrig sind, sollen Vergleichspreise herangezogen werden. Diese Preise sind einem Fernwärmekompendium entnommen [4].
Dort sind folgende Leitungskosten aufgeführt (gemittelte Werte):

Leitungstyp 1:	bis DN 65	:	450 €/m
Leitungstyp 2:	DN 80-DN 125	:	800 €/m
Leitungstyp 3:	DN 150-DN 200	:	1000 €/m
Leitungstyp 4:	DN 250-DN 300	:	1200 €/m

Der zur Anwendung kommende Preis berechnet sich aus dem Mittelwert aus der obigen Tabelle und den hier genannten Preisen.

Endpreis der vier Leitungstypen:

Leitungstyp 1:	bis DN 65	:	330 €/m
Leitungstyp 2:	DN 80-DN 125	:	705 €/m
Leitungstyp 3:	DN 150-DN 200	:	865 €/m
Leitungstyp 4:	DN 250-DN 300	:	1055 €/m

Nach Feststellen der Kosten pro Meter verlegter Rohrtrasse, kann nun die Berechnung der Gesamtkosten des Rohrleitungsnetzes für die drei Netzvarianten erfolgen. Die Zusammensetzung der Gesamtkosten ist der folgenden Tabelle 4.1 zu entnehmen.

Netzvariante	Leitungstyp	Länge in m	Kosten in €	Gesamtkosten in €
1	1	100	33.000	2.899.940
	2	385	271.425	
	3	2.791	2.414.215	
	4	200	211.000	
2	1	1.994	658.020	3.348.395
	2	1.907	1.344.435	
	3	1.556	1.345.940	
3	1	2.059	679.470	6.500.485
	2	2.127	1.499.535	
	3	4.752	4.110.480	
	4	200	211.000	

Tabelle 4.1: Übersicht über die Leitungskosten für jede Netzvariante

Wie deutlich ersichtlich ist, belaufen sich die Kosten von Netzvariante 1 und 2 auf ungefähr die gleiche Summe. Netzvariante 1, welche die Großverbraucher umfasst, hat die größte Leitungslänge in den Nennweiten DN 150 - DN 200 (Leitungstyp 3). Dies ist durchaus logisch, da ein großer Abnehmer auch eine entsprechend große Leitung benötigt. Netzvariante 2 verbindet die stadtinternen Verbraucher. Da dort außer der Dauner Landbrotbäckerei keine Großabnehmer liegen, hat sie eine entsprechend große Leitungslänge im Bereich DN 80 - DN 125 (Leitungstyp 2). Leitungstyp 4 kommt bei dieser Netzvariante nicht vor. Netzvariante 3 hat die höchsten Leitungskosten. Im Prinzip verbindet sie die beiden ersten Varianten. Die oben angegebenen Gesamtkosten bestätigen dies auch. Die Abweichung entsteht lediglich durch eine geänderte Leitungsführung und einige hinzugekommene Verbraucher.

4.2 Kosten der Kesselanlage mit Holzfeuerung

Wie bereits in Kapitel 3 erklärt, ist es sehr schwer in diesen großen Leistungsbereichen die Kosten von HHS-Kesseln zu erhalten. Um dieses Problem zu umgehen, wird in dieser Studie mit einem Preis von 250€/kW gerechnet. Dies ist ein akzeptabler Durchschnittspreis. Allerdings fällt jetzt die Beschränkung auf maximal 4 MW-Kessel weg. Wird die Wirtschaftlichkeitsberechnung nun mit einem Fixpreis pro kW durchgeführt, können die HHS-Kessel auch größer dimensioniert werden. Dies hätte zur Folge, dass die Kesseldimensionierung aus Kapitel 3.4 hinfällig wäre. Sie soll dennoch in der Form gültig sein, denn wie bereits angesprochen wäre es sinnvoll die so genannte Mehrkessellösung in Betracht zu ziehen. Das gesamte Fernwärmenetz wird bei einer Umsetzung mit Sicherheit in mehreren Ausbaustufen aufgebaut. Daher ist es durchaus realistisch mehrere kleine HHS-Kessel einzusetzen. Es wäre noch ein Rechenexempel, zu überprüfen, ob es billiger ist, zwei kleine Serienkessel anstatt einem großen Kessel als Sonderanfertigung zu kaufen.

4.3 Kosten der Kesselanlage mit Gasfeuerung

Wichtig ist es einige Bemerkungen zum Thema Gaskessel vorauszuschicken. Wie bereits erwähnt, sind die Größen der Gaskessel einem Katalog der Firma Buderus entnommen. Welche die zum Einsatz kommenden Kesselleistungsgrößen im Einzelnen sind, findet sich in Tabelle 3.5.1.
Der endgültige Preis des Gaskessels setzt sich nicht nur aus dem eigentlichen Kessel, sondern auch aus den entsprechenden Zubehörteilen zusammen.
Um eine Übersicht über die errechneten Endpreise zu bekommen, zeigt die folgende Tabelle 4.3 die Kosten für die Kessel selbst. Danach erfolgt in Kapitel 4.3.1 eine Auflistung der Preise für die Zubehörteile.

Kesselgröße	Preis in €
2.500 kW	22.487
3.050 kW	25.681
4.150 kW	33.343
5.200 kW	35.614
7.700 kW	52.382
9.300 kW	64.796

Tabelle 4.3: Preise der einzelnen Kessel der Firma Buderus mit Gasfeuerung

Zu dieser Tabelle sind keine besonderen Angaben zu machen. Wie bereits vermutet, werden die Kessel von einer Größe zur nächsten immer teurer, jedoch im Verhältnis zur Leistung billiger.

Kosten der Zubehörteile des Gaskessels

Es war leider nicht möglich genaue Zubehörpreise für jeden der sechs Kessel zu bekommen. Buderus hat sich aber bereit erklärt einen Pauschalpreis auszurechnen, der für alle Kessel anwendbar ist.
Folgende Teile fallen unter die Teilegruppe Zubehör:

- Begehbare Kesseldecke, Steigleiter, Sicherheitsgeländer und Fußleiste
- Verpackung
- Vorlaufzwischenstück
- Rücklaufzwischenstück
- Sicherheitstechnische Ausstattung
- Sicherheitsventil
- Entspannungstopf
- Set Rücklauftemperaturanhebung
- Gegenflansche für Vorlauf-Kessel und Rücklauf-Kessel
- Absperrklappe für Vorlauf-Kessel und Rücklauf-Kessel

- Schalldämpfende Kesselunterbauten
- Abgasschalldämpfer
- Lieferung und Einbringung des Heizkessels in den Aufstellraum

(Aus Buderus-Katalog, Heiztechnik Teil 2, 2001/1) [1]

Der angesetzte Gesamtpreis für die oben genannten Zubehörteile beläuft sich auf 22.957€. Dieser Preis wird bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung für jeden benötigten Gaskessel angesetzt.

Des Weiteren fallen noch zwei wichtige unverzichtbare Anlagenkomponenten unter den Begriff Zubehör. Zum einen das Regelgerät und der Brenner. Die angegebenen Katalogpreise für das Regelgerät belaufen sich, wie im Katalog aufgelistet auf 426€ - 1215€. Um die Rechnung hier ebenfalls zu vereinfachen kann von einem Schätzwert von 700€ ausgegangen werden.

Der Brenner, dessen Preis höher liegt, als der des Kessels, wurde ebenfalls erfragt. Wiederum kann nicht für jeden der Kessel ein Preis aufgelistet werden. Allerdings existiert ein Pauschalpreis für die drei angesetzten Leistungsbereiche [13].
In der nun folgenden Tabelle 4.3.1 kommen diese Kosten zur Auflistung:

Kesselgröße	**Preis in €**
2.500 kW 3.050 kW	33.060
4.150 kW 5.200 kW	50.460
7.700 kW 9.300 kW	72.500

Tabelle 4.3.1: Kosten der Brenner, aufgeteilt in drei Leistungsgruppen

Die beiden zuletzt genannten Anlagenkomponenten und deren Preise gehen entsprechend der zur Anwendung kommenden Kesselgrößen in die Investitionskosten ein.

4.4 Kosten sonstiger Anlagenkomponenten

Unter die „sonstigen Anlagenteile“ fallen das Gebäude der Heizzentrale und der HHS-Bunker.

Das Gebäude der Heizzentrale wird aller Voraussicht nach relativ groß. Es kann mit einer Grundfläche von ca. 15m x 25m und einer Höhe von 6m gerechnet werden. Normalerweise gehen Planer in diesem Fall von einem Festpreis von ungefähr 150€/m³ umbautem Raum aus. In diesem Fall wird dies aber nicht ausreichend sein, da in Anbetracht der ungewöhnlich großen Kessel eine Krananlage an der Decke eingeplant werden muss. Diese dient zum Austausch von Kessel oder Brenner zur Reparatur oder Erneuerung. Ein Preis von 175€/m³ umbautem Raum ist deshalb realistischer. Umgelegt auf die Gebäudeabmessungen ergibt sich ein Gesamtpreis für die Heizzentrale von ca. 400.000€.

Der HHS-Bunker wird für jede Netzvariante ausgelegt. Seine Größe lässt sich aus den benötigten kWh/a errechnen. Unter Berücksichtigung einer ausreichenden Bevorratung von 14 Tagen, ergibt sich für den Bunker eine Größenangabe in m³. Wie die Bunkerdimensionierung im Einzelnen durchgeführt wurde, ist Anhang 5 zu entnehmen. Die Kosten für den Bunker ergeben sich aus der m³- Zahl multipliziert mit einem Festpreis von 60€/m³ [1].

4.5 Annuitätsberechnung

Wie bereits mehrmals erwähnt soll die Annuitätsmethode das für diese Arbeit ausgewählte Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung sein.

4.5.1 Erklärung des Berechnungsverfahrens

In diesem Kapitel wird das Verfahren der Wirtschaftlichkeitsberechnung genau erklärt. Wie aus der allgemeinen Vorstellung der Berechnungsverfahren im Anhang zu ersehen, soll aufgrund der aufgezeigten Vorteile die Annuitätsmethode zur Anwendung kommen.
Dieses Verfahren beruht auf der VDI 2067 [7]. In ihr findet sich auch das im Folgenden verwendete Formblatt. Im Anschluss an eine korrekte Ausfüllung dieses Blattes ergibt sich die Annuität der Jahreskosten für die geplante Anlage. Drei Mal wird dieses Blatt für jeweils eine Netzvariante, sprich das Leitungsnetz ausgefüllt und neun Mal für die drei Netzvarianten in Bezug auf deren Befeuerungsart (100% HHS, 60% HHS/100% Gas und 30% HHS/70% Gas). Diese Vorgehensweise ist empfehlenswert, da das Leitungsnetz und die Kesselanlage eine unterschiedliche Lebensdauer aufweisen. Die Lebensdauer eines Kessels kann mit 20 Jahren und die des Leitungsnetzes mit 35 Jahren angesetzt werden. Aufgrund dieser unterschiedlichen Benutzungszeiträume ergibt sich ein unterschiedlicher Restwertfaktor. Das ist der Wert, den die Anlage nach Ablauf der Abschreibungszeit noch besitzt.

Um diesen Sachverhalt anschaulich darzustellen, wird in Abbildung 4.5.1 ein Fließdiagramm zur Erklärung des genannten Formblattes aus der VDI 2067 wiedergegeben.

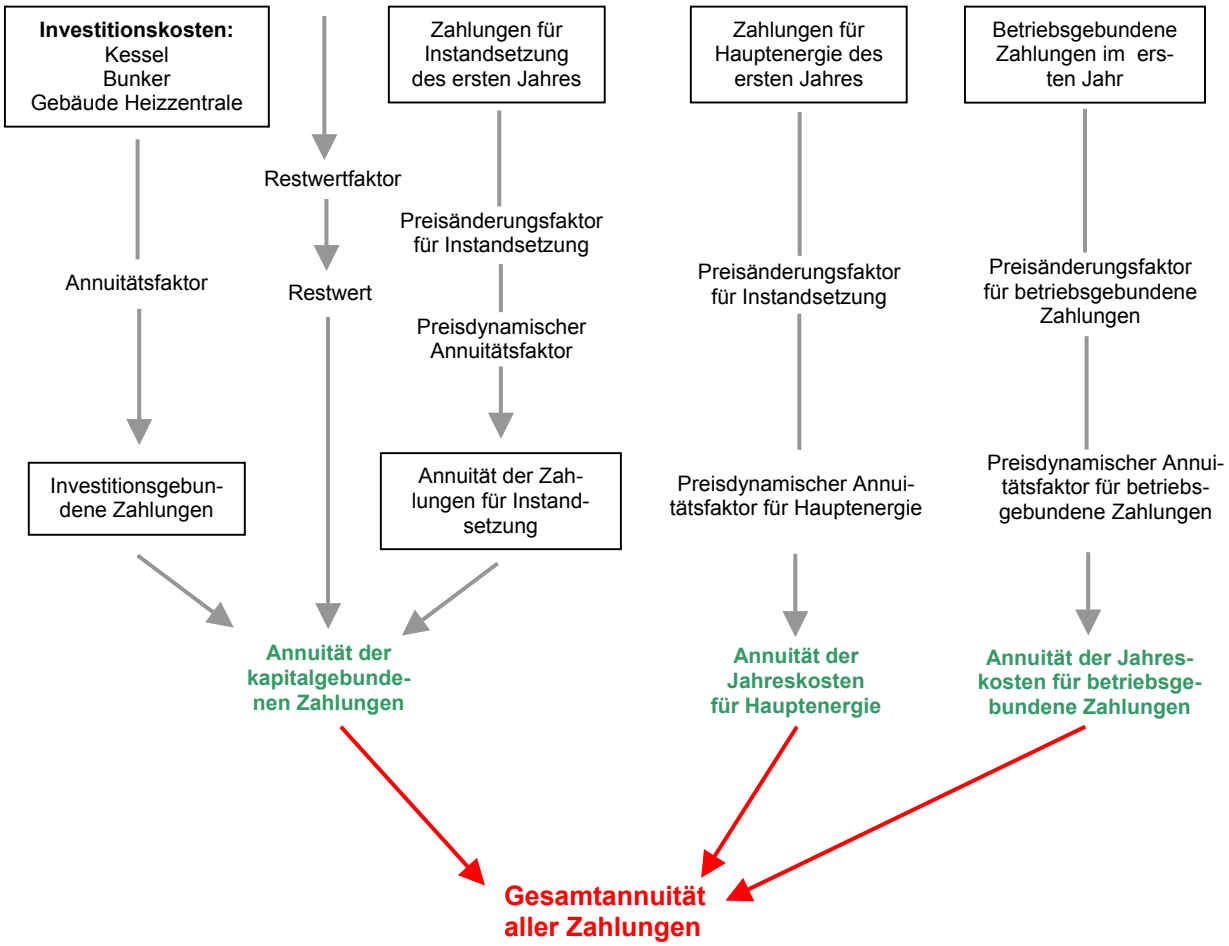

Abbildung 4.5.1: Fließschema zur Annuitätsberechnung [7]

Die rot dargestellte Gesamtjahresannuität ist das Ergebnis dieser Berechnung.
Sie setzt sich aus verschiedenen Einzelannuitäten zusammen. Diese sind unten stehend in grüner Farbe zu finden. Wie sich die Einzelannuitäten berechnen lassen, ergibt sich aus den jeweils darüber aufgeführten Faktoren.

Einige Werte müssen von Hand eingegeben werden, andere ergeben sich aufgrund von Berechnungsformeln und wiederum andere sind Tabellenwerte (dem Anhang der VDI 2067 entnommen).

Einzugebende Werte:	Investitionsbetrag
	Preisänderungsfaktoren
	Zahlungen der Hauptenergie
	Betriebsgebundene Zahlungen
Berechnete Werte:	Einzelannuitäten
	Restwert
	Gesamtannuität
Tabellenwerte:	Annuitätsfaktor
	Restwertfaktor
	Preisdynamischer Annuitätsfaktor

Die VDI-Richtlinie 2067 führt an jeder erforderlichen Stelle auf, ob der Wert in einer Tabelle zu finden ist, ob er eingegeben werden muss, oder ob er berechnet wird. Es können deshalb bei der Berechnung der Annuität keine gravierenden Fehler gemacht werden. Das korrekte Ergebnis hängt im Wesentlichen von der richtigen Eingabe der Kosten ab.

Die folgende Tabelle 4.5.1 zeigt, aus welchen Komponenten sich die einzugebenden Kostenpositionen zusammensetzen.

Investitionskosten	HHS- Kessel Gas-Kessel + Brenner + Zubehör Gebäude Heizzentrale HHS- Bunker
Brennstoffkosten	Gesamtkosten: m³Gas/a Srm HHS/a
Betriebskosten	Ascheentsorgung: 0,5% der Investitionssumme HHS- Kessel Versicherungen: 1,0 % der Gesamtinvestitionssumme Personal: 80.000 € (100% HHS) 60.000 € (60% HHS) 40.000 € (30% HHS)
Preisänderungsfaktor	Instandsetzung: 2%/a Betriebskosten: 2%/a Brennstoff: 0%/a

Tabelle 4.5.1: Komponenten der Kostenpositionen

Die Ascheentsorgung und die Versicherung ergeben sich aus einem Prozentsatz der Investitionskosten. Die Personalkosten sind Schätzwerte, die sich allerdings an Werten der Literatur orientieren [1]. Je größer der HHS-Anteil der Kesselanlage ist, desto größer werden die Betriebskosten. Dies liegt an den weitaus wartungsintensiveren HHS-Kesseln. Eine genaue Aufschlüsselung der Investitionskosten der Anlagenkomponenten erfolgte bereits im vorherigen Kapitel.

Nach der Annuitätsberechnung steht die Höhe der Gesamtannuität aller Zahlungen fest. Dabei wurden allerdings noch keine Planungskosten berücksichtigt. Erfahrungswerte zeigen, dass zehn Prozent der Investkosten angesetzt werden können. Für die Planungskosten muss kein Formblatt aus der VDI 2067 ausgefüllt werden. Mittels des Annuitätsfaktors kann aus den Gesamtkosten für die Planung eine Jahresannuität berechnet werden. Sie wird zum Schluss zu den anderen Annuitäten hinzugerechnet.

4.5.2 Berechnung der Annuitäten

Es wurde für jede Netzvariante und deren dazugehörenden Feuerungsvarianten eine Annuitätsberechnung durchgeführt. Durch Eingabe der Investitionskosten, der jährlichen Brennstoffkosten und der jährlichen Betriebskosten wurde eine Gesamtjahresannuität für die einzelnen Anlagen errechnet. Die entsprechenden Berechnungsblätter aus der VDI 2067 sind dem Anhang 6- A zu entnehmen.

Die unten stehende Tabelle 4.6 zeigt für jede Netzvariante und Feuerungsvariante die Höhe der Investitionskosten, der Jahresbrennstoffkosten und der Jahresbetriebskosten.

Anlagenvariante Bezeichnung	Investkosten Kessel in €	Investkosten Netz in €	Betriebs-kosten in €/a	Brennstoff-kosten in €/a
1 -100/0	3.267.850	2.899.940	149.019	276.281
1 - 60/40	2.625.608	2.899.940	116.256	317.519
1 - 30/70	1.399.909	2.899.940	77.749	351.898
2 -100/0	3.611.850	3.348.395	154.179	274.835
2 - 60/40	2.649.064	3.348.395	116.490	328.519
2 - 30/70	1.685.117	3.348.395	81.851	482.294
3 -100/0	6.629.500	6.500.485	199.443	510.035
3 - 60/40	4.753.734	6.500.485	147.537	586.330
3 - 30/70	2.851.819	6.500.485	98.518	676.947

Tabelle 4.6: Auflistung der Kostenpositionen der Annuitätsberechnung

Die Tabelle zeigt, wie hoch die Investitionskosten der Anlagenvarianten mit 100% HHS sind im Vergleich zu den Anlagenvarianten, bei denen Gas zum Einsatz kommt. Von Anlagenvariante 1 – 100/0 zur Anlagenvariante 1 – 60/40 und 1 – 30/70 werden die Investitionskosten um jeweils ca. 1.000.000€ geringer. Dies lässt sich auch bei den anderen Netzvarianten beobachten.

Die Tatsache, dass die Investkosten sinken, je mehr Gas zur Abdeckung der Feuerungsleistung zum Einsatz kommt, wirkt sich in gleicher Form auf die Betriebskosten aus.
Anlagen mit einem hohen Anteil an HHS-Kesseln sind wartungsintensiver, als konventionelle Gaskessel. Dadurch erhöhen sich automatisch die anfallenden Betriebskosten pro Jahr, die sich aus den Kosten des Personals, den Versicherungsabschlägen und der Entaschung zusammensetzen.

Entgegen der oben genannten Tatsache, dass die Investitions- und Betriebskosten günstiger werden, je mehr Gas zur Abdeckung der Feuerungsleistung herangezogen wird, ist es im Fall der Brennstoffkosten genau umgekehrt. HHS aus Industrieresthölzern sind in der Beschaffung billiger, als der Einkauf von Gas.

4.5.3 Ermittlung eines Kilowattstundenpreises aus den Annuitäten

Aus den in Kapitel 4.6 zusammengestellten Investkosten für das Netz, den Kessel, den Betriebskosten und den Brennstoffkosten ergeben sich die dazugehörigen Einzelannuitäten. Werden diese miteinander verrechnet, ergibt sich eine Gesamtjahresannuität. Der gewünschte Kilowattstundenpreis für jede Anlagenvariante entsteht durch eine Teilung der Gesamtannuität durch die benötigten kWh pro Jahr der entsprechenden Netzvariante.
Tabelle 4.7 gibt eine Übersicht über die einzelnen Annuitäten und die errechneten Fernwärmepreise.

Variante	Annuität Kesselanlage in €	Annuität Netz in €	Annuität der Planungskosten in €	Gesamtannuität in €	kWh-Preis in €/kWh
1 - 100/0	941.406	371.407	72.163	1.384.976	0,050
1 - 60/40	818.601	371.407	64.649	1.254.657	0,045
1 - 30/70	628.872	371.407	50.308	1.050.587	0,038
2 - 100/0	998.190	428.843	81.316	1.508.349	0,055
2 - 60/40	833.176	428.843	70.068	1.332.087	0,048
2 - 30/70	680.177	428.843	58.806	1.167.826	0,042
3 - 100/0	1.744.167	832.544	153.403	2.730.114	0,054
3 - 60/40	1.396.406	832.544	131.488	2.360.438	0,046
3 - 30/70	1.174.130	832.544	109.268	2.115.942	0,041

kWh VAR 1 27.628.118
kWh VAR 2 27.483.501
kWh VAR 3 51.003.584

Tabelle 4.7: Gesamtannuitäten und errechneter Kilowattstundenpreis

Die Tabelle zeigt, dass entgegen der Erwartungen, die Unterschiede der Netzvarianten in den zu liefernden Kilowattstundenpreise gering sind. Die Anlagenvarianten mit einem HHS-Anteil von 30% und einem Gasanteil von 70% können den günstigsten kWh-Preis liefern.
Als nächstes ist beabsichtigt einige günstige Varianten gezielt auszusuchen und für diese eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen. Tabelle 4.7 zeigt, dass es nicht sinnvoll ist, eine solche Analyse für alle Anlagenvarianten durchzuspielen. Deshalb soll gezielt eine Netzvariante ausgewählt werden, für deren drei Anlagenvarianten eine Sensitivitätsanalyse erstellt werden kann.
Da die Kosten hier kein Entscheidungskriterium sein können, erfolgt die Auswahl anhand ökonomischer Gesichtspunkte.
Mit dem Bau der Fernwärmeversorgung in der Stadt Daun ist beabsichtigt eine Wärmeversorgung für alle Verbrauchergruppen zu schaffen. Darauf muss bei der Auswahl einer Anlagenvariante zur näheren Betrachtung eingegangen werden. Bei der Betrachtung von Tabelle 4.7 sticht die Netzvariante 1 als kostengünstigste heraus (auf die kWh bezogen). Es würde sich daher anbieten, diese Netzvariante einschließlich ihrer drei Feuerungsvarianten genauer zu untersuchen. Es besteht allerdings der Nachteil, dass bei dieser Netzvariante, bis auf einen Kleinverbraucher, nur Großverbraucher angeschlossen würden. Da es nicht die Absicht der Stadt Daun ist eine Fernwärmeversorgung nur für die Großverbraucher zu errichten, wäre es nicht sinnvoll, Netzvariante 1 als die bevorzugte Variante zu betrachten.
Die Wahl für eine genaue Untersuchung fällt daher auf Netzvariante 3. Zwar ist sie nicht die kostengünstigste Variante, aber da die kWh-Preise der Netzvarianten keine großen Differenzen aufweisen, ist es vertretbar, Netzvariante drei als beste Umsetzungsmöglichkeit zu betrachten.
Sie soll daher im nächsten Kapitel einer Sensitivitätsanalyse unterzogen werden, um zu prüfen, wie sich die Kosten unter veränderten Randbedingungen entwickeln.

5 Sensitivitätsanalyse der Varianten

In einer Sensitivitätsanalyse oder auch Einflussgrößenbetrachtung werden die verschiedenen Kostenbestandteile, die sich während des Investitionszeitraumes verändern können, variiert. Dadurch werden die Einflüsse der verschiedenen Kostenbestandteile auf die Jahreskosten transparent gemacht. Im Falle der hier betrachteten verschiedenen Anlagenvarianten können die Energiepreise, die Fördergelder, der Kalkulationszinssatz, die Personalkosten oder der Bebauungszeitraum Einfluss auf die Jahreskosten und den daraus resultierenden Wärmepreis nehmen.

In dieser Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss von geringeren und höheren HHS-Bezugspreisen, Fördermaßnahmen und zukünftige Preissteigerungen der jeweiligen leistungsbezogenen Gasbezugspreisen um 3%, 6% und 9% pro Jahr während der Abschreibungsphase des Projektes betrachtet. Der Preis für Holzhackschnitzel wurde aufgrund mehrerer Quellenangaben auf 10 €/MWh für Industrieresthölzer festgesetzt. Allerdings ist davon auszugehen, das hier große Schwankungen aufgrund der Großabnahme und den noch unsicheren Bezugsquellen zu erwarten sind. Deswegen wird im Verlauf der Sensitivitätsanalyse mit HHS-Preisen von 5 €/MWh, dem Ausgangspreis 10 €/MWh und 15 €/MWh für alle drei Anlagenvarianten mit und ohne Förderung gerechnet.

Zum jetzigen Zeitpunkt gibt es keine Möglichkeit der Förderung für HHS-Anlagen, da sie entweder ausgeschöpft sind, oder eine Baufrist eingehalten werden muss. Somit kann keine Förderung für die HHS–Anlage angesetzt werden. Um doch den Punkt der Förderung einzubeziehen, wird hier eine eigene, unabhängige Analyse gerechnet, die mit der normalen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung vergleichbar ist. Die üblichen Fördermaßnahmen für HHS–Anlagen belaufen sich im Moment auf ungefähr 10% bis 75% der Investitionskosten. Da keine plausible Aussage über eine Fördermöglichkeit gemacht werden kann, wird hier ein realistischer Wert von 30% der Investitionssumme für die Bestandteile der HHS-Feuerung angenommen.

Um eine Vergleichbarkeit zwischen den Fernwärmeversorgungsvarianten und der jetzigen Gas- und Öleinzelfeuerung zu erreichen, müssen die Energielieferungspreise der Varianten verglichen werden. Diese ergeben sich aus den jährlichen Annuitäten der verschiedenen Anlagen.

Für die Fernwärmevarianten wurde dies im vorigen Kapitel getan. Für die bestehenden Anlagen ist dies aufgrund der fehlenden Informationen nicht einfach möglich.
Es kann für diesen Fall also nur einen Abschätzung des durchschnittlichen Energielieferungspreises anhand bekannter Daten und wohlüberlegten Abschätzungen der Investitionskosten geschehen. Bekannt sind:

- Energiepreise für Gas und Öl
- Jahresenergieverbräuche

Investitionskosten, Restwerte, Restlaufzeit und betriebsgebundenen Kosten können jedoch nur angenommen werden, so dass keine genauen Aussagen über die Jahresannuität und damit den Energielieferungspreis gemacht werden können. Dann könnte nur der kWh- Preis an Gas oder Öl und evtl. Wartungskosten als Vergleich dienen. Geht man jedoch davon aus, dass die zu planende Neuanlage mit Fernwärmeversorgung frühestens in 10 Jahren entstehen könnte, so dürfte bei den meisten Anlagen Handlungsbedarf zur Erneuerung bestehen. In diesem Fall müsste man die Gesamtjahreskosten für die Erneuerung aller Einzelfeuerungen berechnen. Zur Vereinfachung wird in diesem Fall angenommen, dass alle Verbraucher Gas abnehmen. Um eine gute Annäherung an die tatsächlichen Jahreskosten zu erhalten, werden die Verbraucher in drei Kesselleistungsgruppen eingeteilt. Für diese werden die leistungsbezogenen Brennstoffkosten pro Jahr, die Investitionskosten der jeweiligen Kesselanlagen und die betriebsgebundenen Kosten ermittelt. Im Anschluss werden die jeweiligen Annuitäten ermittelt und daraus ein gemittelter Wärmegestehungspreis ermittelt. Tabelle 5-1 gibt eine Übersicht der getroffenen Annahmen und den daraus resultierenden Jahreskosten und Wärmegestehungspreise. Die benötigten Berechnungsblätter befinden sich in Anhang 6- B.

	Investitionskosten in €	Gaspreis in €/kWh	Brennstoffkosten in €/a	Annuität in €	Anteil in %
Verbraucher bis 100 kW	127.500	0,03	55852,44	85.902	4
Verbraucher bis 500 kW	504.000	0,025	195516,05	309.498	15
Verbraucher > 500 kW	750.000	0,02	826423,88	1.097.780	81

Gesamtannuität in €: 1.493.180

kWh-Preis Ist-Zustand in €/kWh: 0,029

Tabelle 5-1: Übersicht der Kosten des Ist- Zustandes

Diese Variante wird im folgenden Kapitel zum Vergleich der neuen HHS- Feuerungen mit Fernwärmeversorgung herangezogen. Nachstehendes Diagramm 5 stellt die möglichen Wärmegestehungskosten der verschiedenen Varianten ohne Veränderung der Gas- und HHS-Preise dar.

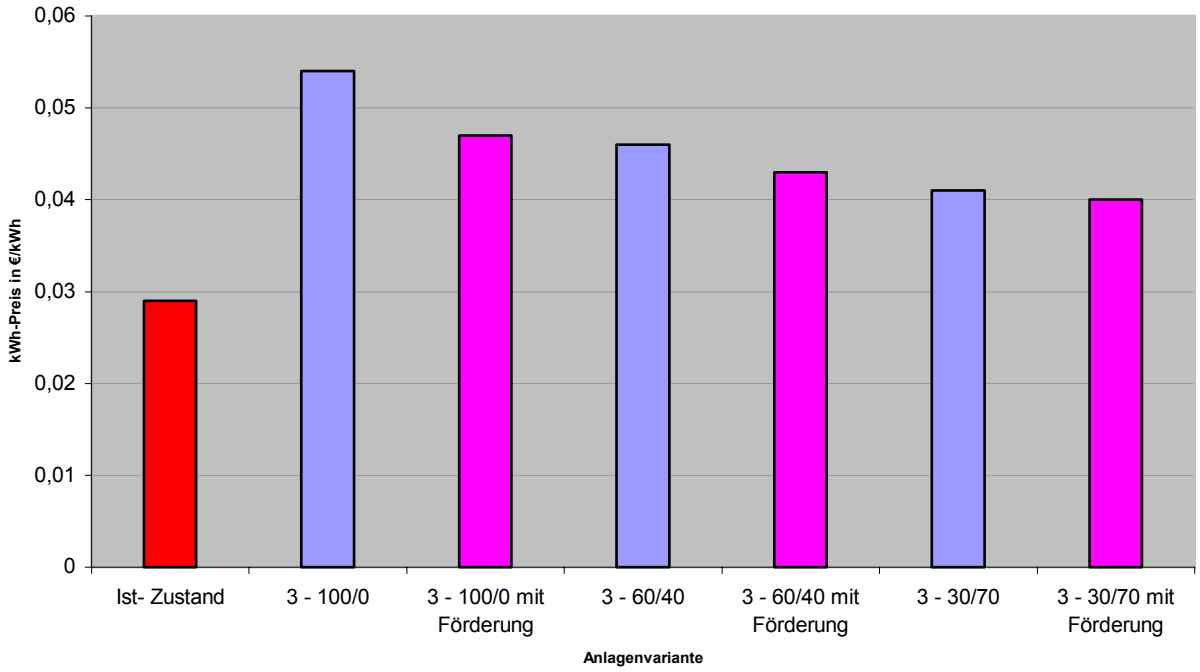

Diagramm 5: Übersicht der kWh-Preise der einzelnen Anlagenvarianten

Wie anhand des Ist-Zustandes zu erkennen ist, können die neuen Varianten preislich nicht mit den Einzelfeuerungen mithalten und dürfen vorerst als unrentabel bezeichnet werden. Da die Fernwärmeversorgung, sollte sie je gebaut werden, frühestens in 10 Jahren entstehen könnte, ist jedoch mit größeren Preissteigerungen für Erdgas und Heizöl zu rechnen, da die Ressourcen für Primärenergie immer kleiner werden und zusätzliche Steueraufschläge geplant sind. Um diese zukünftigen Marktveränderungen nicht zu vernachlässigen, werden in weiteren Diagrammen verschieden Preisszenarien simuliert. Es werden für je einen HHS-Bezugspreis (5€/MWh, 10 €/MWh und 1€/MWh) drei Diagramme erstellt. In diesen werden die Wärmelieferungspreise der insgesamt sieben Varianten unter Veränderung des Gaspreises über der Abschreibungsdauer simuliert, um zu erkennen, wann sich bei welcher Gaspreissteigerung eine Kostengleichheit zwischen dem Ist-Zustand und einer neuen Variante einstellt.

5.1 HHS-Preis von 5€/MWh

In den folgenden Diagrammen 5.1-1 – 5-1-3 ist zu erkennen, dass bei einem sehr günstigen HHS- Preis von 5€/MWh eine Preisgleichheit zwischen den Varianten (3 - 60/40 und 3 - 30/70) und den Einzelfeuerungen schon bei einer sehr niedrigen Gaspreissteigerung von jährlich drei Prozent in der Abschreibungsphase zu erzielen ist. Bei den Varianten mit Förderung wird diese Preisgleichheit nach 11 Jahren erreicht, bei den Varianten ohne Förderung erst drei Jahre später.

Bei einer jährlichen Gaspreissteigerung von 6% können die HHS-Anlagen samt Fernwärmenetz schon nach 6 bis 9 Jahren, je nach Anlagenvariante verschieden, die Preise der Einzelfeuerungen unterbieten.

Bei einer sehr hohen Gaspreissteigerung von 9% pro Jahr ist dieses schon nach 4 Jahren möglich. Da die zukünftigen Marktveränderungen nur tendenziell abschätzbar sind, ist nicht auszuschließen, dass eine Situation wie in der Ölkrise in den 70iger Jahren und die damit verbundenen enormen Preissteigerungen wiederkehrt.

Ebenso ist zu erkennen, dass die Anlagenvarianten mit hohem Anteil an HHS- Feuerung umso besser abschneiden, je höher die Preissteigerung bei Gas ist. So kann z.B. die Anlagenvariante 60/40 bei einer Preissteigerung von 3%/a schon nach sechs Jahren die Wärmelieferungspreise der Anlagenvariante 30/70 unterbieten.

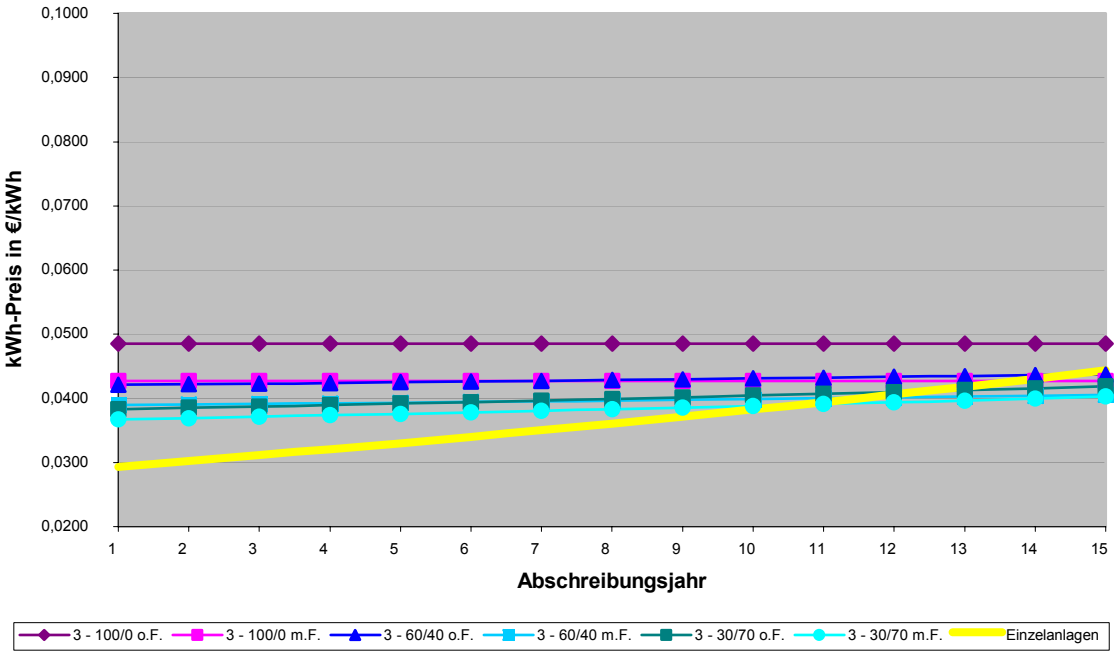

Diagramm 5.1-1: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 3%/a und einem HHS-Preis von 5€/MWh

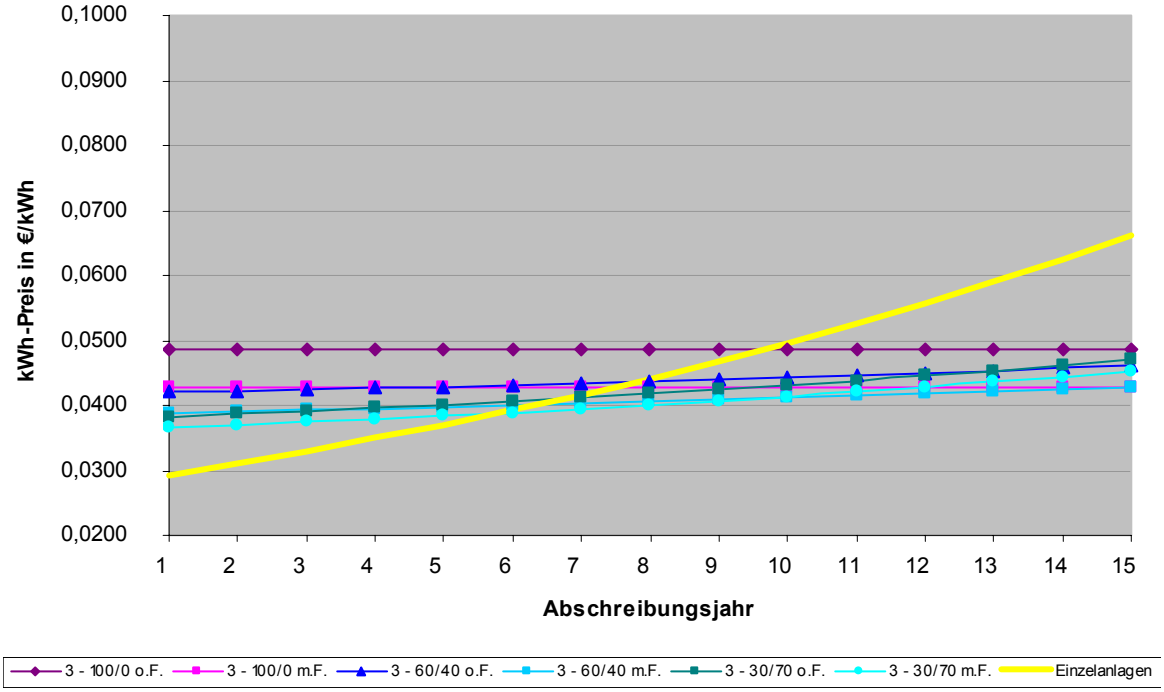

Diagramm 5.1-2: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 6%/a und einem HHS-Preis von 5€/MWh

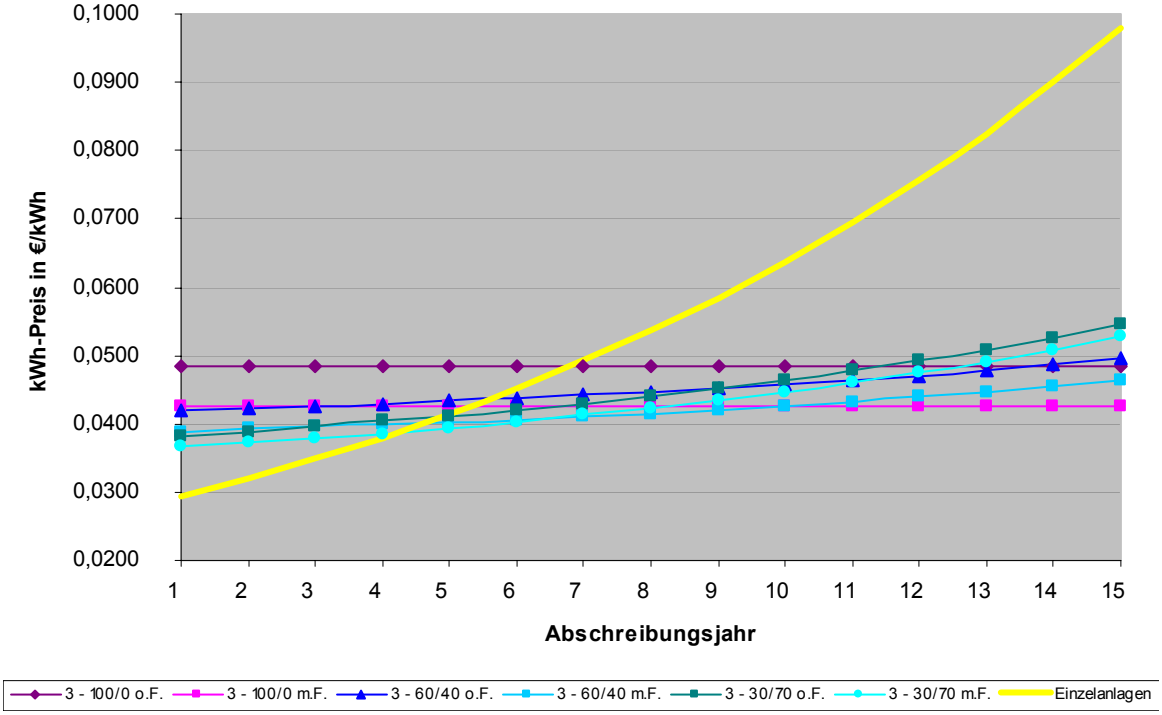

Diagramm 5.1-3: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 9%/a und einem HHS-Preis von 5€/MWh

5.2 HHS-Preis von10€/MWh

Ein HHS- Preis von 10€/MWh ist für Industrieresthölzer am wahrscheinlichsten, da viele Fachtexte diesen Wert als realistisch erzielbar angeben.
Die folgenden Diagramme zeigen die Kostenverläufe der verschiedenen Anlagenvarianten für einen HHS- Preis von 10€/MWh unter Veränderung des jährlichen Preisanstiegs von Gas. Es ist zu erkennen, das bei diesem HHS-Preis und bei einer Gaspreissteigerung von 3% (Diagramm 5.2-1) nur eine Anlagenvariante in der Lage ist, die Wärmelieferungspreise der Einzelfeuerungen in der Abschreibungsphase zu unterbieten. Dies geschieht bei Anlagenvariante 30/70 mit Förderung aber auch erst am Ende der Abschreibungsphase. Allerdings sieht die Lage bei einer Preissteigerung von 6%/a (Diagramm.2-2) positiver aus. Hier kann die erste Anlagenvariante (30/70 m.F.) schon nach gut 7 Jahren, die letzte (100/0 o.F.) nach 11 Jahren die Wärmelieferungspreise des Ist- Zustandes unterbieten. Diese Tendenz setzt sich bei noch höheren Gaspreissteigerungen (Diagramm 5.2-3) fort.

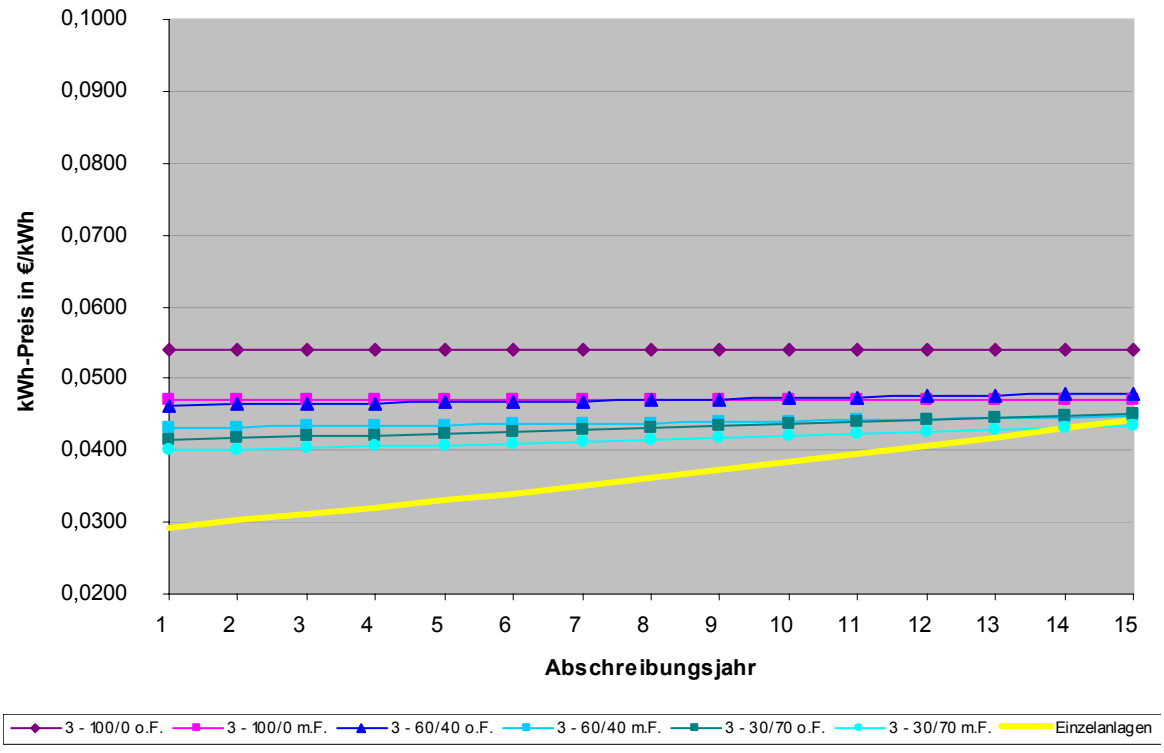

Diagramm 5.2-1: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 3%/a und einem HHS-Preis von 10€/MWh

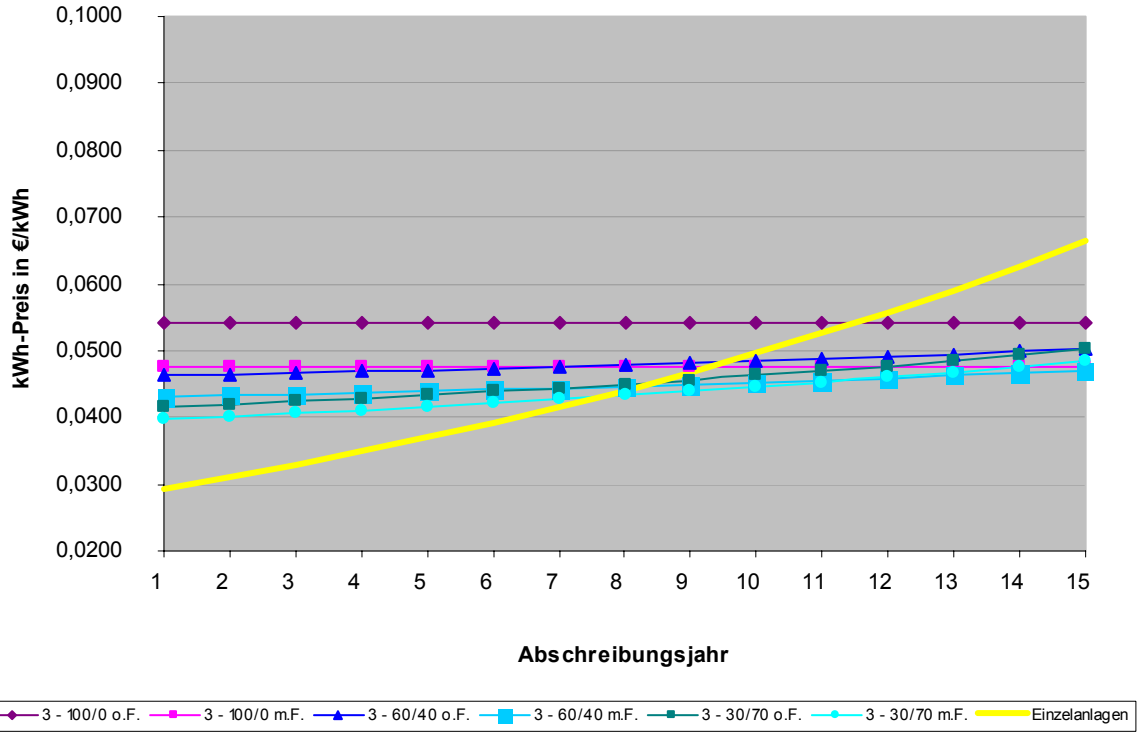

Diagramm 5.2-2: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 6%/a und einem HHS-Preis von 10€/MWh

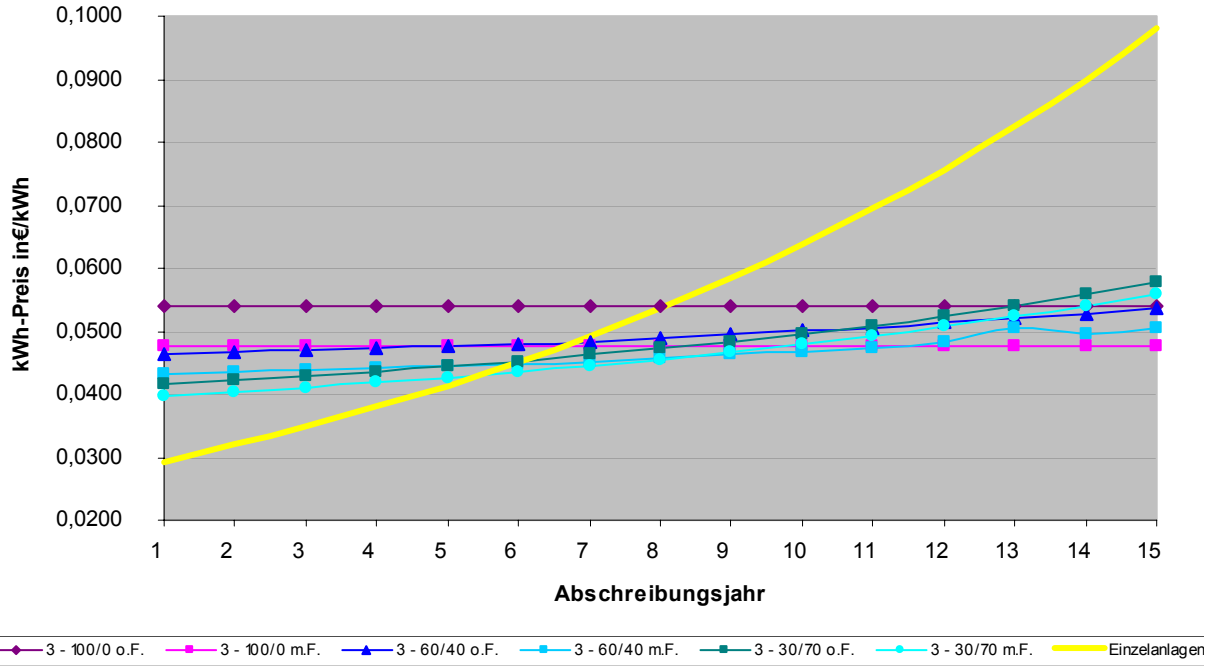

Diagramm 5.2-3: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 9%/a und einem HHS-Preis von 10€/MWh

5.3 HHS-Preis von 15€/MWh

Folgende Diagramme geben einen Überblick von den Kostenverläufen der Varianten bei einem HHS-Preis von 15€/MWh und Gaspreisveränderungen von 3%/a, 6%/a und 9%/a. Die Kostensimulation mit einem HHS-Preis von 15€/MWh dient dazu, eine Gefahrenabschätzung zu erhalten, um spätere, unverhoffte HHS-Preiserhöhungen vor Baubeginn abzuwägen. Ebenso erhält man einen Einblick in das HHS-Preisband mit dem die zu planende Anlage rentabel betrieben werden kann. Es ist zu erkennen, das die Anlagenvarianten hier ebenso erst ab einer Gaspreissteigerung von ungefähr 6%/a in der Lage sind, mit dem Ist- Zustand zu konkurrieren. Der Unterschied zum HHS-Preis von 10€/MWh fällt aber überraschend gering aus, so das gesagt werden kann, das die Anlage auch mit höheren HHS-Preisen rentabel arbeiten kann.

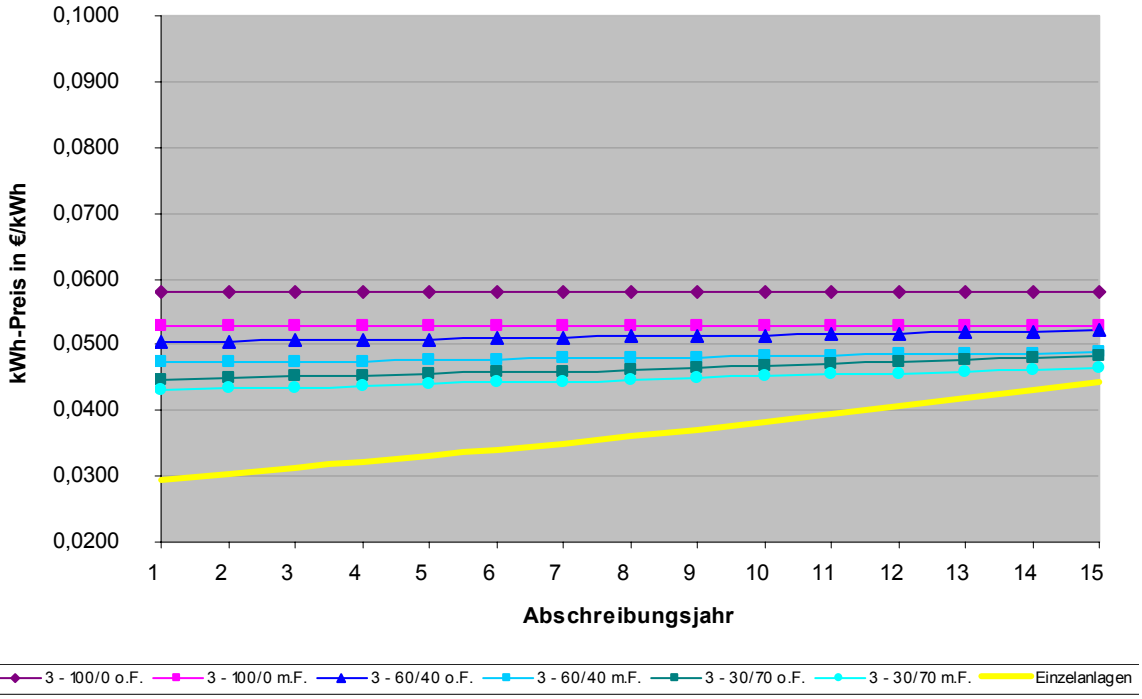

Diagramm 5.3-1: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 3%/a und einem HHS-Preis von 15€/MWh

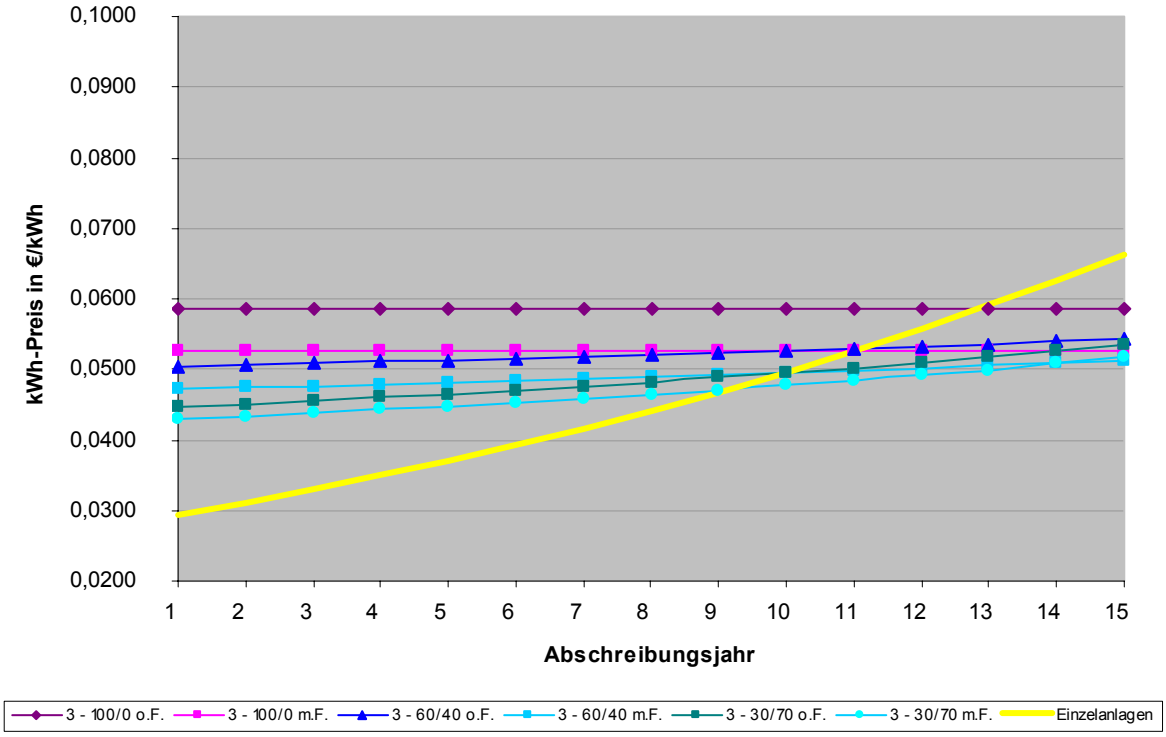

Diagramm 5.3-2: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 6%/a und einem HHS-Preis von 15€/MWh

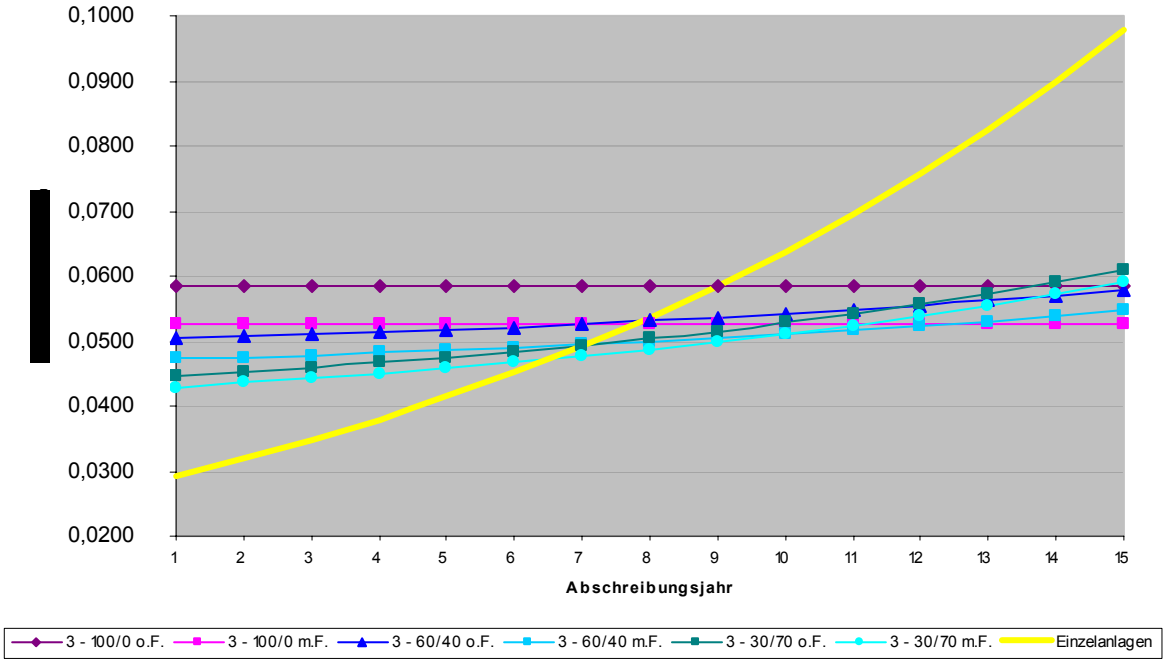

Diagramm 5.3-3: Sensitivitätsanalyse bei einer Gaspreissteigerung von 9%/a und einem HHS-Preis von 15€/MWh

Fazit der Sensitivitätsanalyse

Abschließend ist zu sagen, dass die Fernwärmeanlagenvarianten sich nach Einbeziehung der wahrscheinlichen zukünftigen Preisentwicklung der fossilen Primärenergieträger wie Heizöl oder Erdgas doch rentabel betreiben lassen könnten. Ebenso wird der Kostenunterschied der Anlagenvarianten 100/0, 60/40 und 30/70 mit steigendem Gaspreis immer geringer, so dass nicht mehr eindeutig festgestellt werden kann, welche Anlagenvariante die ökonomisch beste Wahl ist. Allerdings könnten Anlagenvarianten mit Gasanteil aufgrund regelungstechnischen und politischen Gründen (Gasversorger als mögliche Anlagenbetreiber oder Förderer) besser betrieben werden.

6 Diskussion der ökologischen Gesichtspunkte

Bei der Entscheidung für den Bau eines Biomasseheizwerkes sollte nicht nur der ökonomische Gedanke im Vordergrund stehen. Es sollte ebenso der Umweltgedanke eine große Rolle spielen. Im folgenden Kapitel sollen die Emissionen der im vorangegangenen Kapitel erwähnten Feuerungsvarianten und der jetzt vorhandenen Einzelfeuerung miteinander verglichen werden.

6.1 Grenzwerte für Emissionen einer Holzhackschnitzelanlage

Bei der Verbrennung von Biomasse fallen eine Reihe von Schadstoffen an. Diese Schadstoffe werden während dem Wachstum des jeweiligen Energieträgers aufgenommen. Anhand der oft breit gefächerten Umweltbelastungen können die Schadstoffe ebenso zahlreich sein. Allerdings werden die vorgegebenen Grenzwerte in den meisten Fällen eingehalten. Folgende Tabelle gibt eine Übersicht von den Grenzwerten der BImSchV für Emissionen von Holzfeuerungsanlagen

Anlagengröße (Feuerungs-wärmeleistung)	zuständige Verordnung	Bezugs-sauerstoff	Staub-gehalt	Kohlenmonoxid		organische Stoffe	Stick-oxide
				naturbe-lassenes Holz[1]	nicht na-turbelas-senes Holz	angege-ben als Gesamt-kohlenstoff	angege-ben als NO_2
		Vol.-%	mg / m^3	g / m^3	g / m^3	mg / m^3	mg / m^3
15 kW - 50 kW	1. BImSchV	13	150	4	Einsatz verboten	--	--
50 kW - 150 kW	1. BImSchV	13	150	2	0,8	--	--
150 kW -500 kW	1. BImSchV	13	150	1	0,5	--	--
500 kW-1000kW	1. BImSchV	13	150	0,5	0,3	--	--
1 MW - 5 MW	4. BimSchV, TA Luft	11	150	0,25		50	500
5 MW - 50 MW	4. BimSchV, TA Luft	11	50	0,25		50	500

[1] Die Brennstoffe für Holz werden nach §3 der BimSchV eingeteilt. Hier sind unter naturbelassenem Holz die Ziffer 4 (naturbelassenes stückiges Holz) und 5 (naturbelassenes nicht stückiges Holz) und unter nicht naturbelassenem Holz die Ziffern 6 (gestrichenes, lackiertes oder beschichtetes Holz und 7 (Sperrholz, Spanplatten, Faserplatten und sonstiges verleimtes Holz) zusammengefasst

Tabelle 6.1: Grenzwerte für Emissionen von Holzfeuerungen [5]

6.2 Luftschadstoffe

Bei der Verbrennung von HHS treten infolge der Verbrennungstechnik Schadstoffe durch die vollständige und unvollständige Verbrennung auf. Kohlenstoffdioxid (CO_2) ist ein Produkt der vollständigen Verbrennung. Für Holz muss berücksichtigt werden, dass die verbrennungsbedingte CO_2 –Emission diejenige Menge an CO_2 wieder an die Atmosphäre abgibt, die ihr in den Jahren zuvor beim Wachstum des Holzes entnommen wurde. Dieser Teil der Emission darf also nicht bilanziert werden. Neben den Emissionen, die bei der Verbrennung anfallen, müssen aber auch diejenigen Emissionen bilanziert werden, die in der so genannten Prozesskette entstehen, d.h. entlang des Weges von der Aufbereitung bis zum Transport zum Heizkessel.
Die im Folgenden aufgeführten Emissionswerte wurden aus [1] entnommen und beziehen sich auf die gesamte Prozesskette.
Im Einzelnen wird noch eine Unterscheidung in Emissionen aus vollständiger Verbrennung

- Kohlenstoffdioxid (CO_2)
- Stickoxide (NO_x)
- Asche, anorganischer Staub
- Schwefeldioxid (SO_2)

und zusätzliche Emissionen aus unvollständiger Verbrennung

- Kohlenwasserstoffe
- Kohlenstoffmonoxid (CO)
- Stickstoffverbindungen (HCN, NH_3)
- Unverbrannte Partikel (org. Staub)

vorgenommen.
Die folgenden Tabellen sollen einen Vergleich der Emissionen der drei Feuerungsvarianten einer Netzvariante und den jetzigen Einzelfeuerungen geben, um einen ökologische Aussage zu treffen. Nach Ermittlung der Energieverbräuche wurden den jeweiligen Anlagenvarianten die anteiligen Primärenergieträger zugewiesen.

Im Anschluss ist nach den spez. Emissionsfaktoren nach den Angaben eines Leitfadens zur Errichtung von Holzenergie- Anlagen [1] ein Balkendiagramm erstellt worden. Anhand dieses Diagramms ist ein direkter Vergleich der Anlagenvarianten in ökologischer Hinsicht möglich.

6.2.1 CO_2-Emissionen

In Diagramm 6.2.1 wird ein Vergleich der Anlagenvarianten in Bezeug auf den CO_2-Ausstoß vorgenommen.
Bezüglich des CO_2-Austoßes ist klar zu erkennen, dass eine CO_2-Einsparung von ca. 85% gegenüber dem derzeitigen Zustand beim Einsatz einer HHS-Feuerung mit 100% Anteil an HHS zu erzielen ist. Bei der Anlagenvariante 60/40 sind es 72,5% CO_2-Einsparung, und bei Variante 30/70 immerhin noch rund 57% CO_2-Einsparung.
Das entspricht einer jährlichen Einsparung von mindestens **7227,4 Tonnen** bei Anlagenvariante 30/70 und bis zu **11022,5 Tonnen** bei 100% HHS-Feuerung.

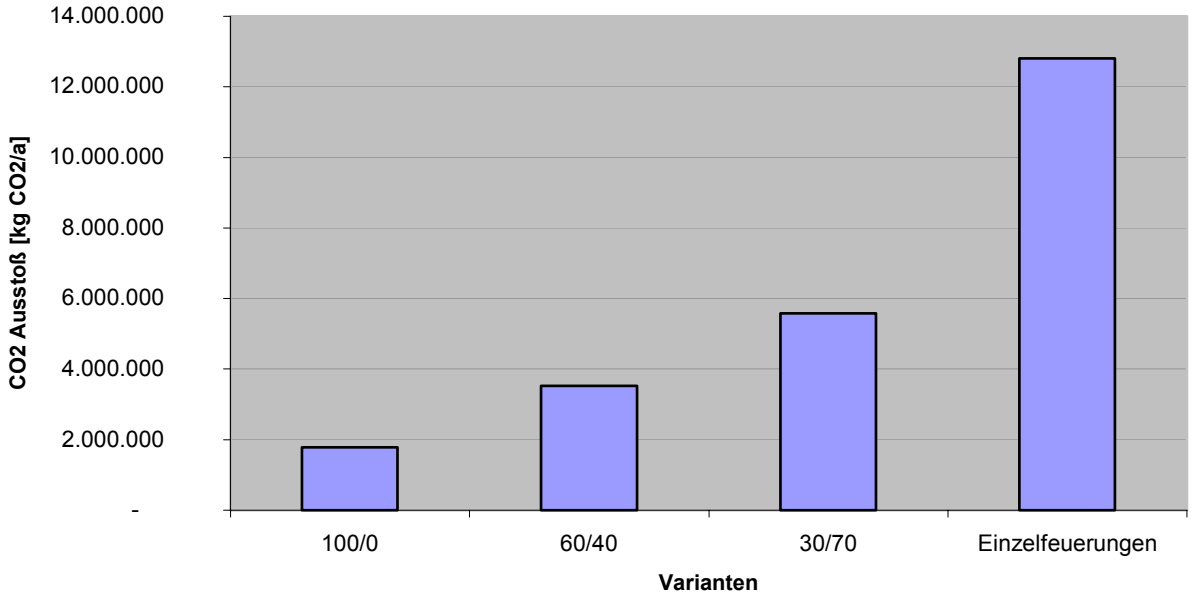

Diagramm 6.2.1: CO_2-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten

6.2.2 SO_2-Emissionen

Im folgenden Diagramm 6.2.2 erfolgt eine Gegenüberstellung der Anlagenvarianten in Bezug auf ihre SO_2-Emissionen.
Wie zu sehen ist, sind die Schwefeldioxid-Emissionen bei den Holzfeuerungen höher als bei den jetzigen Gas- und Öleinzelfeuerungen. Die SO_2-Emissionen nehmen aber mit ansteigendem Gasanteil bei den Fernwärmevarianten ab. Dies ist damit zu begründen, dass Gas nur sehr geringe Mengen an Schwefel enthält. Im Gegensatz dazu hat Holz ca. 0,05 Gew.-% an Schwefel.

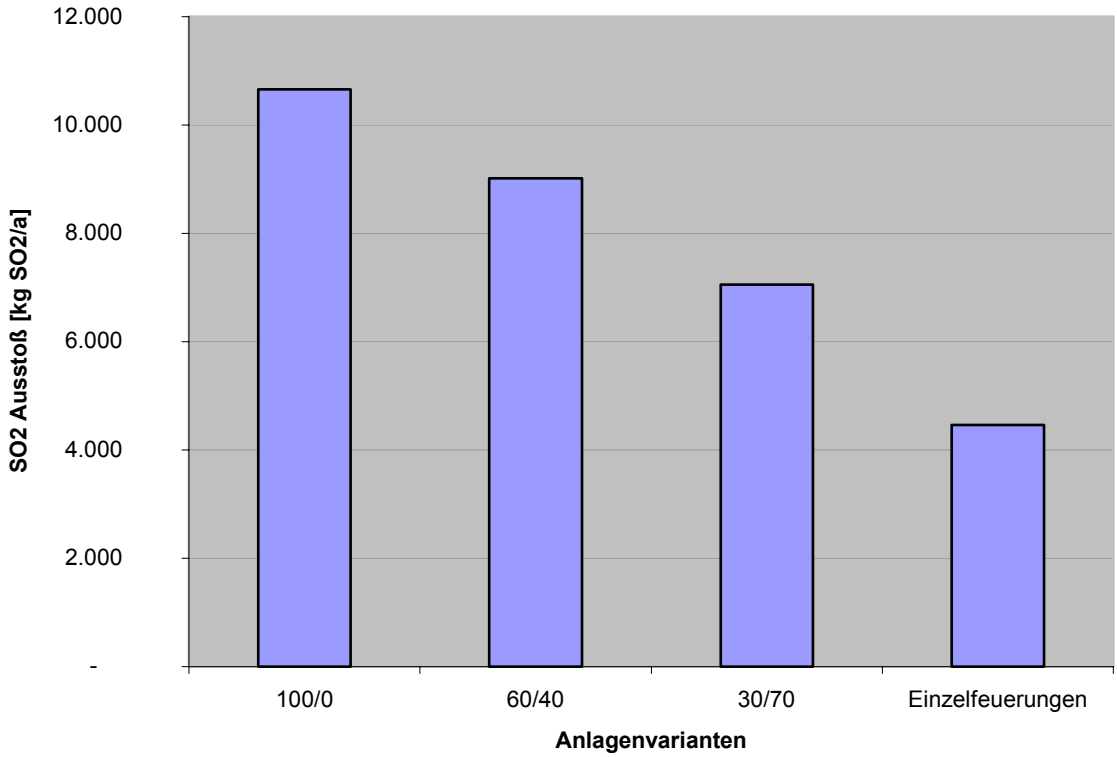

Diagramm 6.2.2: SO_2-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten

6.2.3 NO_X-Emissionen

Diagramm 6.2.3 zeigt die Höhe der NOx-Emissionen der Anlagenvarianten.
Unter die so genannten NO_X-Emissionen fallen die Schadstoffe Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid. Die Hauptquelle der Stickoxidemissionen bei der Holzfeuerung ist der im Brennstoff enthaltene Stickstoff. Dieser ist in Form von Proteinen und Aminosäuren gebunden. Der Stickstoffanteil liegt, je nach Holzart zwischen 0,04 - 0,2 Gew.-%.

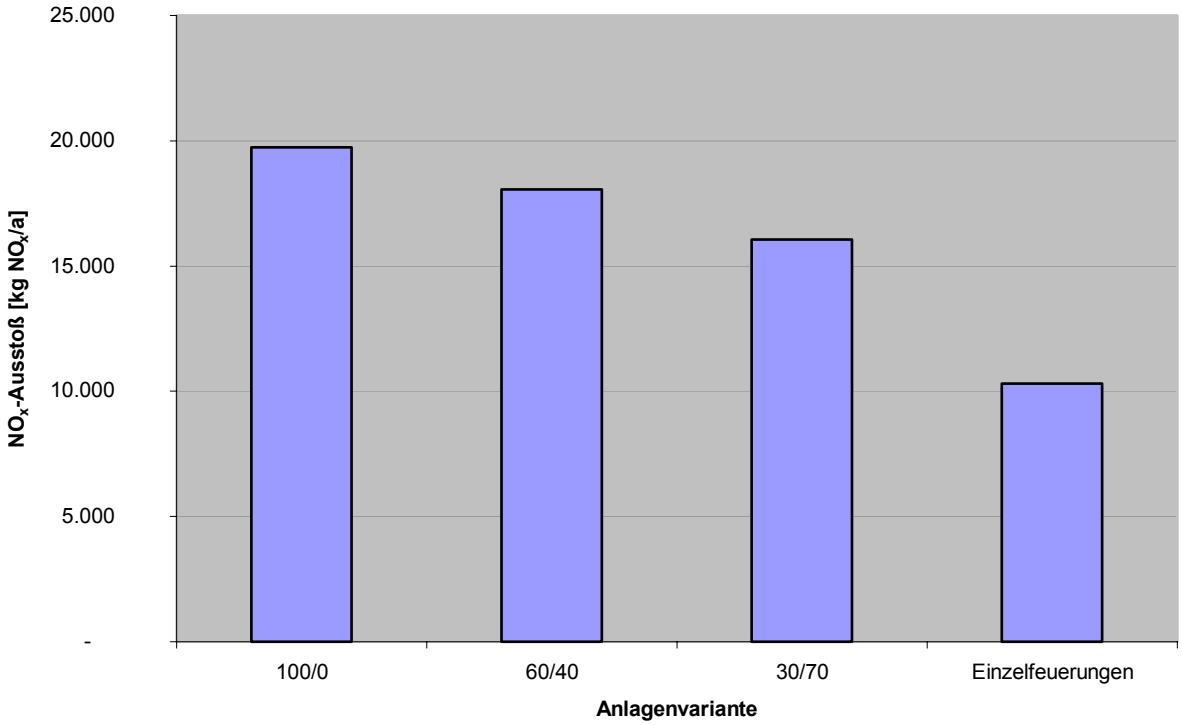

Diagramm 6.2.3: NO_X-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten

6.2.4 CO-Emissionen

Diagramm 6.2.4 stellt die CO-Emissionen der Anlagenvarianten gegenüber.
Die Ursachen für erhöhte Kohlenmonoxid- Emissionen liegen in der Verbrennung unter Luftmangel, in einer ungenügenden Durchmischung unverbrannter Gase mit der Verbrennungsluft, in einer zu geringen Verbrennungstemperatur und einer schlechten Trennung der Entgasungs- und Oxidationszone. Wie im folgenden Diagramm 6.2.4 ersichtlich wird, sind die CO-Emissionen bei HHS- Feuerung doppelt so hoch wie bei den Gas- und Öleinzelfeuerungen. Das liegt an der schwierigeren Verbrennungstechnik, die eine HHS-Anlage mit sich bringt. In den letzen Jahren wurden hier große Fortschritte in der Entwicklung gemacht, so dass anzunehmen ist, dass die CO-Emissionen noch gesenkt werden können.

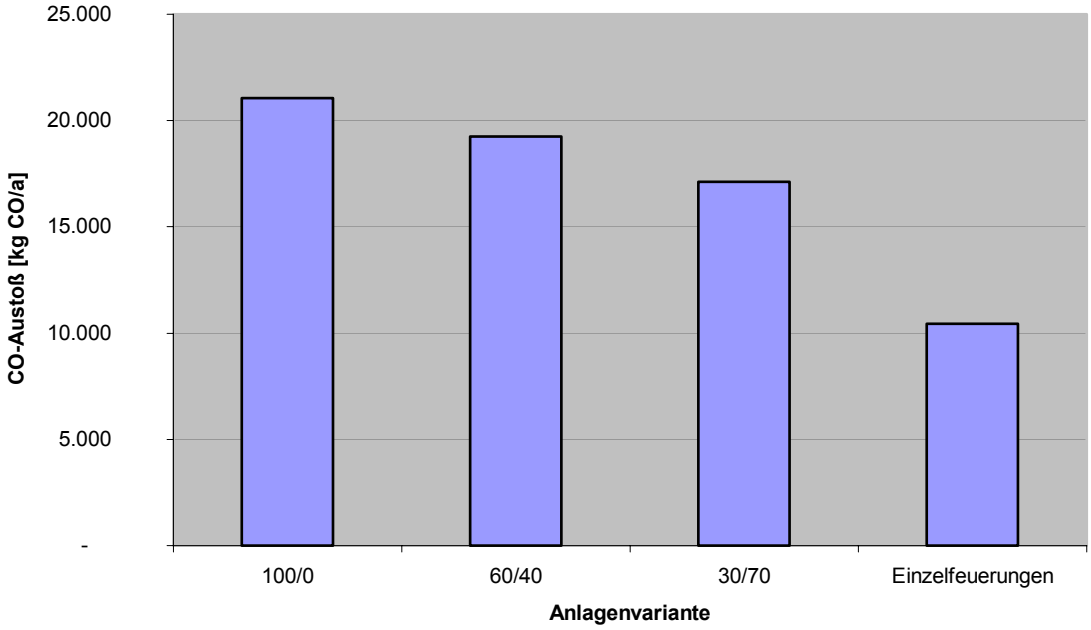

Diagramm 6.2.4: CO-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten

6.2.5 Staub-Emissionen

Diagramm 6.2.5 zeigt die Höhe der Staub-Emissionen der Anlagenvariaten.
Staub-Emissionen sind mitgerissene, feinste Aschepartikel, die über den Rauchgasstrom in die Umwelt gelangen. Diese entstehen bei der Verbrennung vermehrt bei festen Brennstoffen wie Holz. So ist der große Unterschied der HHS-Feuerung zu der Gas- und Öleinzelfeuerung zu erklären. Diese Staubpartikel sind die Reste der festen Abgaspartikel, die nicht bei der Entaschung abgetrennt wurden.

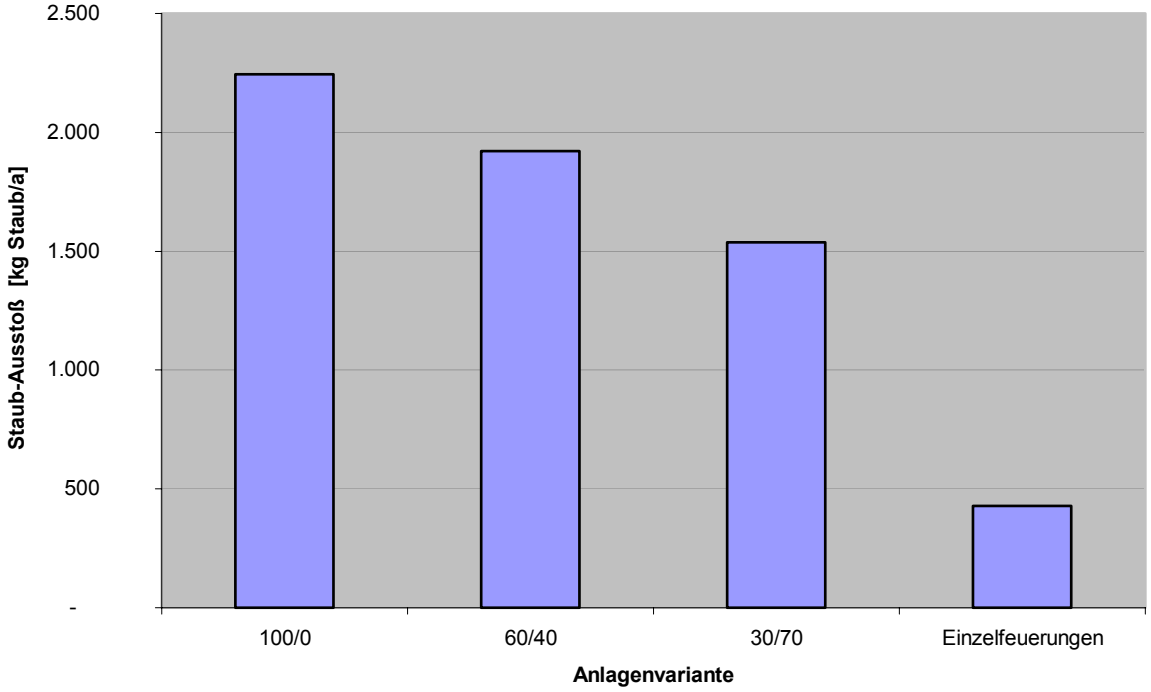

Diagramm 6.2.5: Staub-Emissionen der verschiedenen Anlagenvarianten

6.3 Ökologisches Fazit

Abschließend ist zu sagen, dass im Bezug auf die CO_2-Emissionen ein hohes Einsparpotenzial durch Einsatz einer HHS-Feuerungen gegenüber den Gas- und Öleinzelfeuerungen zu erwarten ist. Diese Einsparung ist umso höher, je mehr HHS-Anteil verfeuert wird. Ökologisch gesehen ist also die Anlagenvariante 100/0 im Bezug auf den Treibhausgasausstoß am sinnvollsten.
Bei der Betrachtung der anderen Luftschadstoffe wie z.B. CO-Emissionen schneiden die HHS-Varianten bedeutend schlechter ab, als die bestehenden Einzelanlagen mit Gas- und Ölfeuerung; umso schlechter, je mehr HHS anteilig verbrannt werden. Dies zeigt, dass die vollständige Verbrennung von Festbrennstoff weitaus schwieriger ist als von Gas oder Öl. Hier wurden die Anlagen in den letzten Jahren aber stark verbessert, und bei Volllastbetrieb erreichen manche Hersteller bereits Werte, die einer Ölheizung entsprechen.

7 Abschließende Bewertung

Es hat sich im Laufe der Untersuchung in dieser Studie gezeigt, dass eine HHS-Feuerung auch heute noch mit deutlich höheren Investitionskosten im Vergleich zu Gas- oder Ölfeuerungen verbunden ist. Diese Mehrkosten setzen sich zum einen aus der teureren Feuerung und zum anderen aus der notwendigen Peripherie zur Brennstoffversorgung zusammen (Bunker, Brennstoffzufuhr, etc.).
Die Brennstoffbereitstellung ist ebenso aufwendiger als bei konventioneller Feuerung, besonders wenn die HHS-Versorgung in Eigenregie geschehen soll.
Die Versorgungssicherheit mit HHS aus Industrierestholz ist aber jederzeit gewährleistet, da sich genügend Lieferanten auf dem Energieholzmarkt befinden [8]. Deren Preise bewegen sich in Abhängigkeit der Marktlage zwischen 6€/MWh bis zu 14€/MWh, was sich in der hier zugrunde gelegten Preisspanne bewegt.

Aus ökologischer Sicht zeigten die Anlagenvarianten mit HHS-Feuerung erwartungsgemäß zwei Vorteile. Dies ist zum ersten die Einsparung der nur begrenzt vorhandenen fossilen Energieträgern Gas und Öl. Durch den Einsatz einer HHS-Feuerung in Verbindung mit einer Fernwärmeversorgung in der Stadt Daun könnten je nach Anlagenvariante jährlich maximal ca. 5.100.000m³ Erdgas eingespart werden.
Der zweite Vorteil ist der nahezu geschlossene CO_2-Kreislauf (Abbildung 2.3). Hier würden jährlich mindestens 7227,4 Tonnen bei Anlagenvariante 3 - 30/70 und bis zu 11022,5 Tonnen bei Anlagenvariante 3 – 100/0 an CO_2 weniger in die Atmosphäre abgegeben.
Jedoch würde eine Holzfeuerung auch Mehremissionen im Bereich von SO_2, CO, NO_x und Staub (lokal) hervorrufen. Die Vorteile einer CO_2-Einsparung überwiegen dabei aus heutiger Sicht.

Schon zu Beginn der Diplomarbeit zeichnete sich ab, dass das gesetzte Ziel der Kostengleichheit zwischen einer Fernwärmeversorgung mit HHS-Feuerung und den vorhandenen Gas- und Öleinzelfeuerungen, zumindest bei diesem Objekt, nur schwer zu realisieren ist.

Bei der Erarbeitung von verschieden Netzvarianten (1, 2 und 3) stellte sich heraus, dass keine großen Unterschiede in den erzielbaren Wärmebereitstellungspreisen vorhanden sind. Nennenswerte Unterschiede waren nur bei den unterschiedlichen Kesselvarianten (100/0, 60/40 und 30/70) zu beobachten. Deswegen wurde nur eine Netzvariante weiter untersucht.
Als günstigste Anlagenvariante stellte sich Variante 3- 30/70 heraus. Hier wird mit nur rund 30% HHS-Anteil der Kesselspitzenleistung (Minimierung der bei HHS-Feuerung höheren Investitionskosten) ca. 70% der Jahresenergiemenge abgedeckt.

Bei der anschließenden Sensitivitätsanalyse hat sich jedoch auch herausgestellt, dass sich schon bei einer Gaspreissteigerung zwischen 3%/a bis 6%/a bei gleichzeitiger Stagnation des HHS-Preises von ca. 10€/MWh schnell eine Kostengleichheit zwischen dem Ist- Zustand und den verschiedenen Anlagenvarianten der zu planenden Fernwärmeversorgung einstellt. Dies ist für eine zukünftige Betrachtung sehr bedeutend, da eine solche angenommene Verteuerung der Energie von Seiten der Politik zu erwarten ist.

Eine erwartete Energiekosteneinsparung ist jedoch nur schwer erreichbar. In einem Evaluier [9] wurden 12 Biomasseheizwerke in Deutschland untersucht und verglichen. Der durchschnittliche Wärmepreis lag bei ca. 50€/MWh. Dieser Preis wurde als der „kritische Wärmepreis“ bezeichnet, da sich herausstellte, dass die Wärmeverbraucher in der Regel nicht bereit sind, für Wärme aus Biomasse einen erhöhten Preis („Umweltbonus“) zu zahlen. Stattdessen legt die Mehrzahl der Abnehmer viel Wert auf eine finanzielle Konkurrenzfähigkeit im Vergleich zu einer Wärmebereitstellung mittels fossiler Brennstoffe.

Die hier geplante Anlage liegt auch ohne Fördermittel, je nach HHS-Preis und Gaspreissteigerung, genau in diesem Kostenbereich. Im Fall dieser Konzeptstudie bedeutet das, dass die geplante Fernwärmeversorgung sich aufgrund der hohen Investitionskosten an der „Grenze der Machbarkeit“ befindet.
Sollte es in ferner Zukunft zum Bau der Fernwärmeversorgung kommen, ist darauf zu achten, dass die Investitionskosten den hier festgelegten Kostenrahmen nicht überschreiten. Die „Grenze der Machbarkeit“ wäre dann eindeutig überschritten und die Wirtschaftlichkeit des Projektes nicht mehr gewährleistet. Des Weiteren sollte vor einer eventuell folgenden Vorplanung die Rahmenbedingungen für den Einkauf von HHS in dem hier benötigten Umfang im Vorfeld abgeklärt werden. Dies ist nötig, um eine Sprengung des Kostenrahmens zu verhindern.

Die hier durchgeführte Machbarkeitsstudie geht von einem Netzaufbau in einer Stufe aus. Käme es zum Bau des Fernwärmenetzes, würde es in mehreren Stufen ausgebaut werden. Dieser Fakt fand beim Aufstellen der Jahresdauerlinien Berücksichtigung. Dort wurden die Vorteile der sog. „Mehrkessellösung“ aufgeführt. Es wäre daher eventuell möglich auf die Anfertigung spezieller HHS-Kessel zu verzichten. Durch einen stufenweisen Netzausbau würde die benötigte Kesselleistung entsprechend aufgestockt werden. Dann könnten seriell gefertigte HHS-Kessel verwendet werden.
Aufgrund der hier genannten Ergebnisse kann von allen untersuchten Anlagenvarianten die Variante 3 – 30/70 als die Vorteilhafteste angesehen werden. Die Investitionskosten sind im Verhältnis zur benötigten Leistung am geringsten. Ebenso besteht bei Netzvariante 3 für Kleinverbraucher die Möglichkeit sich entlang des Trassenverlaufes an die Fernwärmeversorgung anzuschließen. Durch die damit erreichte höhere Anschlussdichte lassen sich noch geringere Wärmepreise erzielen. Außerdem haben somit Groß- und Kleinverbraucher gleichermaßen die Möglichkeit die Fernwärme zu nutzen.

Dem Landkreis Daun ist zu wünschen, dass es zum Bau einer solchen Anlage kommt. Der durch die Nutzung des umweltfreundlichen Brennstoffs HHS und den Modellcharakter der Anlage entstehende Imagegewinn für die ganze Region und den Tourismus ist schwer abzuschätzen aber nicht zu vernachlässigen.

8 Literatur

[1] Ruchser, Matthias

Leitfaden für die Errichtung von Holzenergieanlagen
Vertrieb: Energetic Consulting, 2001

[2] www.nahwärmeforum.de

Leitfaden Nahwärme

[3] Recknagel Sprenger Schramek

Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik

67. Auflage, R. Oldenbourg Verlag München

[4] Winkens, Hans Peter

Heizkraftwirtschaft und Fernwärmeversorgung
VWEW-Verlag Frankfurt/Main, 1999

[5] Faust, S.; Steinmetz, J.
Diplomarbeit: Konzeptstudie einer HHS- Feuerung am Beispiel des Bauhofes der Stadt Andernach
FH-Trier, 1999

[6] **Buderus Katalog**
Heiztechnik Teil 1 und 2
2001

[7] VDI – Gesellschaft Technische Gebäudeausrüstung
Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen

VDI 2067

[8] **www.igs-wallrabenstein.de**

Energienutzung aus Holzhackschnitzeln

Fachtext 11.3.99

[9] Evaluier

Biomasseheizwerke in Deutschland

C.A.R.M.E.N

[10] Horst Fink, Gerhard Oelert

Leitfaden zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Investitionsvorhaben zur Energieversorgung

TZ- Verlagsgesellschaft mbH, Rossdorf, 1983

[11] Saarländisches Ökologie- Zentrum

Holzfeuerungsanlagen

Stiftung Hofgut Imsbach, 2000

[12] **www.uni-karlsruhe.de**

Beschreibung und Anleitung zur Annuitätenmethode

[13] Firma Buderus

Telefonische Erfragung der Kosten für Gasbrenner und Zubehörteile