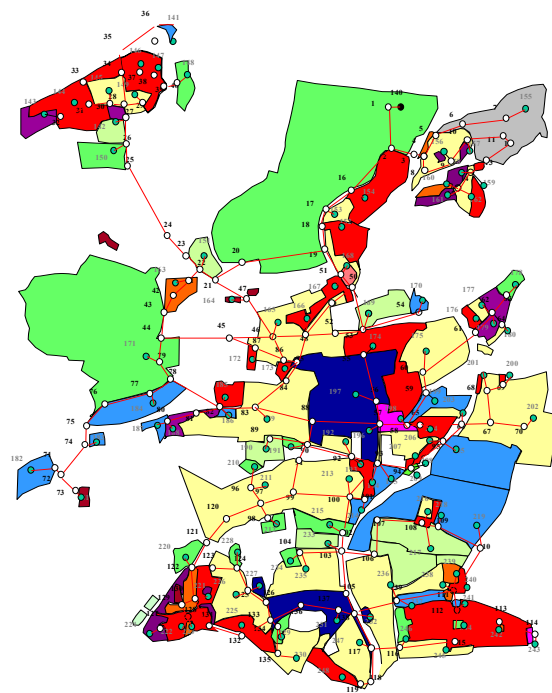


Forschungsbericht

**Räumlich hoch
aufgelöste
Modellierung
leitungsgebundener
Energieversorgungs-
systeme zur
Deckung des
Niedertemperatur-
wärmebedarfs**



Markus Blesl

Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs

Von der Fakultät Energietechnik der Universität Stuttgart zur Erlangung der Würde eines
Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.) genehmigte Abhandlung

Vorgelegt von
Markus Blesl
geboren in Sindelfingen

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Mitberichter:	Prof. Dr.-Ing. M. Schmidt
Tag der Einreichung:	09. Juli 2001
Tag der mündlichen Prüfung:	22. Juli 2002

Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart
Prof. Dr.-Ing. A. Voß
Abteilung Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen (ESA)
Dr. U. Fahl

2002

ISSN 0938-1228

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart.

Mein Dank gilt Herrn Prof. Dr.-Ing. Alfred Voß für die konstruktive Unterstützung des wissenschaftlichen Konzeptes und die Übernahme des Hauptberichtes. Herrn Prof. Dr.-Ing. Michael Schmidt danke ich für die Übernahme des Korreferats.

Weiterhin gilt mein Dank den Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern der Abteilung „Energiewirtschaft und Systemtechnische Analysen“. Namentlich möchte ich mich bei den Herren Dr. rer. pol. Ulrich Fahl und Dr. rer. oec. Dieter Herrmann für ihre Unterstützung, die kritische Durchsicht des Konzeptes und die konstruktive Begleitung der Arbeit bedanken.

Herrn Dr.-Ing. Roland Krüger, Herrn Dipl.-Volksw. Ulrich Seidel, Herrn Dr.-Ing. Andreas Schuler und Herrn Dr. rer. pol. Andreas Pahlke danke ich für die harmonische, gemeinsame Bürozeit und für die vielen interessanten Diskussionen, an die ich mich gerne erinnere.

Allen nicht namentlich genannten Kolleginnen und Kollegen am IER danke ich für die kreative Zusammenarbeit und die freundliche Arbeitsatmosphäre sehr herzlich.

Mein besonderen Dank gilt meinen Eltern für die jederzeit gewährte Unterstützung während Studium und Promotion und in ganz besonderer Weise meiner Frau Rosi, die durch ihre große Geduld, ihren Rückhalt, ihr mittragendes Interesse und konstruktives Korrekturlesen einen wesentlichen Anteil am Zustandekommen dieser Arbeit hatte.

Stuttgart, im August 2002

Markus Blesl

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	X
Abkürzungsverzeichnis	XIV
Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen	XVII
Kurzfassung	XXI
Abstract	XXII
1 Einleitung	1
2 Der Wärmemarkt	7
2.1 Wärmebedarf und Wärmeverbrauch	8
2.1.1 Methoden zur Wärmebedarfsermittlung von Versorgungsgebieten	9
2.1.2 Bestimmung des Wärmebedarfs von Gebäuden	12
2.1.3 Gebäudetypologie im Bestand	15
2.1.4 Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfes	18
2.1.5 Wärmebedarf auf unterschiedlichem Temperaturniveau	22
2.2 Veränderungen der Rahmen- und Randbedingungen der Wärmeversorgung	26
2.2.1 Auswirkungen zukünftiger Wärmeschutzverordnungen	28
2.2.2 Auswirkungen der Liberalisierung der Energiemärkte auf den Wärmemarkt	31
2.2.3 Auswirkungen von CO ₂ -Minderungsverpflichtungen	34
3 Komponenten von Wärmeversorgungssystemen	39
3.1 Erzeugungsanlagen	40
3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen	41
3.1.2 Konventionelle Heizwerke	45
3.2 Aufbau und Betrieb von Versorgungsnetzen	47
3.2.1 Nah- und Fernwärmeversorgung	47
3.2.2 Gasversorgung	56
3.3 Haustechnik	58
3.3.1 Öl- und Gas-Zentralheizungen	59
3.3.2 Brauchwassererwärmung	61

3.3.3 Wärmepumpe	61
3.3.4 Thermische Solaranlagen	62
3.3.5 Hausstationen	63
3.3.6 Absorptionskälteanlagen	66
4 Methodische Anforderungen an die räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme	71
5 Evaluierung existierender Energiesystemmodelle und Netzwerkflußmodelle.....	75
5.1 Beschreibung der Modelltopologie.....	75
5.1.1 Graphentheorie	75
5.1.2 Modelltopologie in Energiesystemmodellen – Der Referenzenergieansatz	77
5.1.3 Modelltopologie in Netzmodellen – Modellierung von Versorgungsnetzen	79
5.2 Mathematische Beschreibung	80
5.2.1 Energiesystemmodelle.....	81
5.2.2 Netzwerkflußmodelle	85
5.3 Vergleich zwischen Energiesystemmodellen und Netzwerkflußmodellen	93
6 Das Flächenmodell.....	95
6.1 Topologie des Flächenmodells.....	95
6.1.1 Integration der räumlichen Information.....	95
6.1.2 Technische Beschreibung des Systems	98
6.1.3 Verknüpfung zwischen geographischem Grundgerüst und RES.....	101
6.1.4 Zeitliche Auflösung	104
6.2 Mathematische Beschreibung des Modells.....	105
6.2.1 Kostenfunktionen für den Aufbau und Betrieb der Verteilungsnetze	105
6.2.2 Kostenfunktionen für die Erzeugung der Nahwärme	118
6.2.3 Kostenfunktionen für die Verbraucheranlagen.....	123
6.2.4 Zielfunktion	124
6.2.5 Mengen- und Güterbilanzen	127
6.2.6 Kapazitätsrestriktionen	129
6.2.7 Entscheidungsrestriktionen.....	130
7 Wärmeversorgung für exemplarische Siedlungsgebiete	135
7.1 Ausgangssituation der Modellierung	135
7.2 Beschreibung der Siedlungstypen und deren Vernetzung.....	136
7.3 Szenariendefinition	149
7.3.1 Entwicklung des Wärmeverbrauchs	151

7.3.2 Energieträgerpreisentwicklung.....	160
7.3.3 Kosten der Komponenten des Versorgungssystems	164
7.3.4 Variation des Anschlußgrades.....	171
7.4 Analyse der Nahwärmeversorgung.....	173
7.5 Analyse der Fernwärmeversorgung	187
8 Schlußbetrachtung	199
Literaturverzeichnis	203
Anhang.....	217
Anhang A: Gebäudedaten - Anlegbarkeit der Nah- und Fernwärme.....	217
Anhang B: Daten der Siedlungstypen.....	228
Anhang C: Berechnung der Pumpenleistungsleistung eines Versorgungsnetzes	236

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Entwicklung der Beheizungsstruktur in der Bundesrepublik Deutschland /Heinze, Mohnfeld 1999/	7
Abbildung 2-2:	Charakteristische Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs	11
Abbildung 2-3:	Wärmebilanz eines Hauses nach Wärmeschutzverordnung 1995	13
Abbildung 2-4:	Anforderungsschema der Energiesparverordnung	29
Abbildung 3-1:	Anlagekomponenten leitungsgebundener Energieträger am Beispiel des Fernwärmeversorgungssystemes	39
Abbildung 3-2:	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Heizwerken zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 1999 /AGFW 2000/	40
Abbildung 3-3:	Spezifische Investitionen verschiedener KWK-Anlagen und stationärer Heizwerke in Abhängigkeit der thermischen Leistung /Rapp 1998/, /EWU 1999/ und /Winkens 1997/	42
Abbildung 3-4:	Spezifische Investition für BHKW /Nitsch 1994/, /Böttcher, Möhring-Hüser 1997/ und verschiedene Herstellerangaben.....	43
Abbildung 3-5:	Mindestanzahl von Wohneinheiten für den BHKW-Einsatz.....	44
Abbildung 3-6:	Beispielhafte Auslegung eines BHKW auf Grund- und Mittellast einer Wohnsiedlung mit 55 Niedrigenergiehäuser.....	45
Abbildung 3-7:	Investitionsvergleich zwischen Gas-Niedertemperatur- und Gas- Brennwertkessel inklusive Bau der Heizzentrale. /Lutz 1996/, /EWU 1996/ und verschiedene Herstellerangaben	46
Abbildung 3-8:	Struktur der Verlegekosten der Fern- / Nahwärmeverteilung.....	53
Abbildung 3-9:	Vergleich der Leistungskosten in DM/m für DN 100 in Dänemark und Deutschland	53
Abbildung 3-10:	Spektrum der Verlegekosten von Fern-/Nahwärmeleitungen /AGFW 1998/, /Winkens 1994/, /Nast 1996/, /Nitsch 1994/.....	54
Abbildung 3-11:	Möglichkeiten der Trassenführungen zur Unterverteilung	55
Abbildung 3-12:	Prozentuale Aufteilung der Gesamtkosten für die Gasverteilung.....	57
Abbildung 3-13:	Spezifische Verlegekosten für Gas-Verteilungsleitungen in Abhängigkeit des Durchmessers, Rohrart und Oberflächenbeschaffenheit /Wesemann 1997/	58
Abbildung 3-14:	Vergleich der Herstellungskosten für Kompakthausstationen /AGFW 1998/	64

Abbildung 3-15:	Spezifische Investitionen und Kälteleistung für eine Absorptionskältemaschine mit 1000 kW Nennleistung in Abhängigkeit der Heiztemperatur /Röllig 1998/.....	69
Abbildung 3-16:	Spezifische Investitionen für Absorptionskältemaschinen in Abhängigkeit der Nennkälteleistung (Heizwassertemperatur 115 °C) /Röllig 1998/.....	70
Abbildung 3-17:	Unterschied der Dauerlinien zwischen reiner Wärmeversorgung und der Kombination zwischen Wärme- und Kälteversorgung aus Wärme eines Bürogebäudes.....	70
Abbildung 5-1:	Beispiel eines Referenzenergiesystems	78
Abbildung 5-2:	Beispielnetz.....	79
Abbildung 5-3:	Verfahren zur Bestimmung des optimalen Trassenverlaufes von Leitungsnetzen	87
Abbildung 5-4:	Ablaufplan der hydraulischen und thermischen Netzberechnung	93
Abbildung 6-1:	Integration der räumlichen Informationen in das Modell und Aufbau des geographischen Grundgerüsts.....	97
Abbildung 6-2:	Technische Beschreibung des Systems.....	99
Abbildung 6-3:	Unterschiedlich aggregierte Verbrauchertypen.....	100
Abbildung 6-4:	Beziehung zwischen räumlicher und technischer Beschreibung des Modells	101
Abbildung 6-5:	Spezifische Investitionen für die Nah-/Fernwärmeverteilung in Abhängigkeit der Leistung.....	106
Abbildung 6-6:	Investitionen für verschiedene Fernwärmeleitungstypen in Abhängigkeit der Leistung.....	107
Abbildung 6-7:	Anwendung der separable Optimierung auf die Verlegekosten	108
Abbildung 6-8:	Separable Optimierung mit konvexer Kostenfunktion im Intervall $[x_1, x_k]$ mit $k \geq 1$	110
Abbildung 6-9:	Berücksichtigung eines Fixkostenanteil bei der separablen Optimierung	111
Abbildung 6-10:	Investitionen für eine Heizzentrale (Kombination BHKW/Heizkessel) inklusive Baukosten in Abhängigkeit von der thermischen Leistung	119
Abbildung 6-11:	Zeitfenster des Wechsels einer Wärmeversorgungsanlage am Knoten j.....	133

Abbildung 6-12:	Auswirkungen der Entscheidungsrestriktionen	134
Abbildung 7-1:	Basisbausteine der Siedlungstypen	143
Abbildung 7-2:	Minimale, mittlere und maximale Wärmehöchstlastdichte der verschiedenen Siedlungstypen	144
Abbildung 7-3:	Modellhafter Aufbau von Siedlungsgebieten, bestehend aus mehreren Siedlungstypen	145
Abbildung 7-4:	Exemplarisches Siedlungsgebiet für die Untersuchung der Nah- und Fernwärmeversorgung	146
Abbildung 7-5:	Mögliche Vernetzung des Siedlungsgebietes für die Fernwärmeversorgung	147
Abbildung 7-6:	Spezifische Wärmegestehungskosten der Nahwärmeversorgung in Abhängigkeit des Siedlungstypen und dessen Größe	148
Abbildung 7-7:	Entwicklung der Wärmehöchstlastdichte innerhalb der verschiedenen Siedlungstypen im Trendfall	156
Abbildung 7-8:	Prozentuale Veränderung des Raumwärmeverbrauchs bezogen auf 1993	157
Abbildung 7-9:	Zusammenhang zwischen Energieeinsparung in Prozent und Kosten der eingesparten Energie für durchschnittliche Gebäudetypen	159
Abbildung 7-10:	Unterstellte Entwicklung der Energieträgerpreise verschiedener Verbrauchergruppen inklusive Mineralölsteuer und Ökosteuer /Fahl et al. 1999/	160
Abbildung 7-11:	Vorgehensweise bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Nah- und Fernwärmeversorgung für exemplarischen Versorgungsfällen	164
Abbildung 7-12:	Durchschnittliche spezifische Wärmeerzeugungskosten von GuD, GT mit Abhitzeessel und stationären Heizwerken (1995-2025) mit Stromgutschrift 2	165
Abbildung 7-13:	Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten von GuD und stationären Heizwerken (1995-2025) in Abhängigkeit der Stromgutschrift und der thermischen Leistung	166
Abbildung 7-14:	Vergleich der durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten BHKW, Brennwertkessel und Niedertemperaturkessel auf Erdgasbasis 1995- 2025 mit Stromgutschrift 2	167

Abbildung 7-15:	Differenz zwischen den durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten in Abhängigkeit der Stromgutschrift.....	168
Abbildung 7-16:	Entwicklung der Verlegekosten von Leitungssystemen 1995, 2005 und 2025	169
Abbildung 7-17:	Spannbreite der spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwassererzeugung) in Abhängigkeit des Energieträgers und des Gebäudetyps	169
Abbildung 7-18:	Spannbreite des durchschnittlichen anlegbaren Nah-/Fernwärmepreises in Abhängigkeit des Energieträgers und des Gebäudetyps.....	170
Abbildung 7-19:	Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten für Heizung und Warmwassererzeugung auf Basis Heizöl-Niedertemperaturheizungen in den Siedlungstypen	175
Abbildung 7-20:	Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten für Heizung und Warmwassererzeugung auf Basis Erdgas-Zentralheizungen in den Siedlungstypen	175
Abbildung 7-21:	Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme in den unterschiedlichen Siedlungstypen mit der häufigsten Größe der Siedlungsfläche (normaler Ausbau).....	176
Abbildung 7-22:	Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme in den unterschiedlichen Siedlungstypen mit der durchschnittlichen Größe der Siedlungsfläche (normaler Ausbau).....	177
Abbildung 7-23:	Durchschnittliche spezifische Verteilungskosten bei normalem und bei forciertem Ausbau innerhalb der unterschiedlichen Siedlungstypen.....	178
Abbildung 7-24:	Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme in den unterschiedlichen Siedlungstypen mit der häufigsten Größe der Siedlungsfläche (forcierter Ausbau)	179
Abbildung 7-25:	Durchschnittliche spezifische Verteilungskosten (1995-2025) der verschiedenen Ausbauvarianten in Abhängigkeit der Entwicklung des Wärmebedarfs bzw. -verbrauchs innerhalb der unterschiedlichen Siedlungstypen	180

Abbildung 7-26:	Durchschnittliche spezifische Verteilungskosten (1995-2025) der verschiedenen Ausbauvarianten in Abhängigkeit der Verlegekosten innerhalb der unterschiedlichen Siedlungstypen (Wärmeverbrauch Trend).....	181
Abbildung 7-27:	Durchschnittliche spezifische Wärmegehungskosten (1995-2025) in den unterschiedlichen Siedlungstypen in Abhängigkeit der Einspeisevergütung und der Ausbauvariante.....	182
Abbildung 7-28:	Nahwärmepotential bei forciertem Ausbau und Stromgutschrift 2 ..	183
Abbildung 7-29:	Nahwärmepotential bei normalem Ausbau mit Stromgutschrift 1 (Grenzkosten).....	184
Abbildung 7-30:	Einflußfaktoren der durchschnittlichen spezifischen Wärmegehungskosten auf Basis von Nahwärme und Heizöl in den unterschiedlichen Siedlungstypen.....	185
Abbildung 7-31:	Prozentuale Auswirkungen negativer und positiver Einflußfaktoren auf die Wärmegehungskosten der Nahwärmeversorgung.....	186
Abbildung 7-32:	Prozentualer Anstieg der Wärmegehungskosten auf Basis Heizöl bei Reduktion des Wärmeverbrauchs (negativer Einflußfaktor).....	187
Abbildung 7-33:	Entwicklung des Wärmeverbrauchs (mittlere Wärmehöchstlast im Basisjahr) des Versorgungsgebietes in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien der Wärmedämmung	188
Abbildung 7-34:	Entwicklung der spezifischen Wärmegehungskosten des gesamten Versorgungsgebietes in Abhängigkeit des Energieträgers und einer Trendentwicklung des Wärmeverbrauchs.....	189
Abbildung 7-35:	Entwicklung der kostenoptimalen Endenergienachfrage nach Versorgungsenergieträgern (Trendentwicklung Wärmeverbrauch, Stromgutschrift 2).....	192
Abbildung 7-36:	Kostenoptimale Wärmeversorgung des Versorgungsgebietes nach Energieträgern zum Ende des Betrachtungszeitraum im Jahre 2025 (Trendentwicklung Wärmeverbrauch; Stromgutschrift 2).....	193
Abbildung 7-37:	Durchschnittliche spezifischen Wärmegehungskosten des gesamten Versorgungsgebietes in Abhängigkeit der Versorgungsvariante und des Szenarios der Entwicklung des Wärmeverbrauchs.....	194

Abbildung 7-38:	Entwicklung des Wärmeverbrauchs innerhalb des Versorgungsgebietes (in Abhängigkeit der Wärmehöchstlast im Basisjahr)	196
Abbildung 7-39:	Durchschnittliche spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Versorgungsgebietes in Abhängigkeit der Versorgungsvariante und des Wärmebedarfs bzw. -verbrauchs im Basisjahr bei Trendentwicklung	197

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Erweiterte Siedlungstypen.....	10
Tabelle 2-2:	Gebüdematrix für den Jahresheizwärmebedarf pro m ² Nutzfläche in [kWh/m ²] (Stand 1995)	17
Tabelle 2-3:	Sanierungszyklus von Bauteilen /Schmitz 1984/, /Ebel et al. 1996/, /Gülec et al. 1994/	18
Tabelle 2-4:	Betriebswirtschaftlich optimale Dämmstoffdicke von Bauteilen (bei konstanten Energieträgerpreisen)	19
Tabelle 2-5:	Vergleich konventioneller Dämmung mit VSI-Dämmung	20
Tabelle 2-6:	Wirtschaftlichkeit von Solarkonzepten /Bine 1998/	21
Tabelle 2-7:	Temperaturbereich unterschiedlicher Wärmeerzeuger.....	23
Tabelle 2-8:	Warmwasserbedarf für Gebäude, mit gewerbliche und industrielle Nutzung	26
Tabelle 2-9:	Mögliche künftige Rahmenbedingungen der Wärmeversorgung.....	27
Tabelle 2-10:	Veränderung der k-Werte in Abhängigkeit unterschiedlicher Wärmeschutzstandards.....	31
Tabelle 2-11:	Auswirkungen der verschiedenen Varianten der Energiesteuern auf den Steuervorteil von KWK-Anlagen.....	36
Tabelle 3-1:	Wesentliche Parameter von Heizkraftwerken /Rapp 1998/, /EWU 1999/ und /Winkens 1997/	41
Tabelle 3-2:	Vergleich des Kesselwirkungsgrade unterschiedlicher Heizkessel (15 kW, 18 kW, 38 kW, 50 kW)	60
Tabelle 3-3:	Leistungs-, Temperaturbereich und wirtschaftliche Kenndaten unterschiedlicher Wärmeerzeuger /Dötsch et al. 1998/.....	63
Tabelle 3-4:	Kosten der Umrüstung einer Heizungsanlage (EFH mit 12 kW) in DM.....	66
Tabelle 3-5:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines Einfamilienhaus (Neubau mit 4,8 kW; 120 m ² Wohnfläche)	67
Tabelle 4-1:	Methodische Anforderungen an das Flächenmodell	74
Tabelle 5-1:	Softwareprodukte für die Fernwärmewirtschaft /Riedl 1996b/, /Lucht et al. 1995/	86
Tabelle 5-2:	Vergleich zwischen Energiesystemmodellen und Netzwerkflußmodellen...	94

Tabelle 6-1:	Grundobjekte des geographischen Grundgerüsts	102
Tabelle 6-2:	Übersicht über die Objektmengen	103
Tabelle 6-3:	Wärmeverluste als Anteil f in Abhängigkeit der transportierten Wärmemenge und der Leitungslänge	114
Tabelle 7-1:	Charakteristische Merkmale der Siedlungstypen	142
Tabelle 7-2:	Größe und Häufigkeit der Siedlungstypen in einer mittelgroßen Stadt.....	149
Tabelle 7-3:	Hemmnisse für die Erschließung des technischen Potentials von Nah- und Fernwärmenetzen	150
Tabelle 7-4:	Einflußfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Nah- und Fernwärmenetzen	150
Tabelle 7-5:	Untersuchungsvarianten bei der Analyse der Nah- und Fernwärmeversorgung.....	151
Tabelle 7-6:	Klassifikation des wärmetechnischen Standards	152
Tabelle 7-7:	Maßnahmen zu Reduzierung des Wärmebedarfes von Gebäudehüllen	153
Tabelle 7-8:	Beschreibung der Szenarien	155
Tabelle 7-9:	Kosten verschiedener Energiesparmaßnahmen an der Gebäudehülle /IKARUS 1998/, /EWU 1999/und /Feist 1998/	158
Tabelle 7-10	Durchschnittliche prozentuale Energieeinsparung der Gebäudetypen ¹⁾	158
Tabelle 7-11:	Branchenabhängige Steuern auf Energieträger in [Pf/KWh].....	161
Tabelle 7-12:	Anschlußgrad und -dauer an die Fernwärmeversorgung verschiedener Siedlungsgebiete und Ausbaustrategien.....	172
Tabelle 7-13:	Annahmen des Anschlußgrades und -dauer an die Nah- /Fernwärmeversorgung verschiedener Ausbaustrategien	173
Tabelle 7-14:	Charakteristische Größen der Fernwärmeverteilung in den Siedlungstypen	190
Tabelle A-1:	Übersicht über die untersuchten Objekttypen	218
Tabelle A-2:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmege- stehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines Einfamilienhauses (Neubau mit 8,0 kW; 120 m ² Wohnfläche)	219
Tabelle A-3:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmege- stehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines Einfamilienhauses (Sanierung mit 12,0 kW; 120 m ² Wohnfläche)	220
Tabelle A-4:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmege- stehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines	

	RDH-Familienhauses (Neubau mit 2 Whg.; 20,0kW; jeweils 120 m ² Wohnfläche).....	221
Tabelle A-5:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines RDH-Familienhauses (Sanierung mit 2 Whg.; 20,0 kW; jeweils 120 m ² Wohnfläche).....	222
Tabelle A-6:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines kleinen Mehrfamilienhauses (Neubau mit 6 Whg.; 30,8 kW; 480 m ² Wohnfläche).....	223
Tabelle A-7:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines kleinen Mehrfamilienhauses (Sanierung mit 6 Whg.; 38,4 kW; 480 m ² Wohnfläche).....	224
Tabelle A-8:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines großen Mehrfamilienhauses (Neubau mit 12 Whg.; 60 kW; 880 m ² Wohnfläche).....	225
Tabelle A-9:	Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines großen Mehrfamilienhauses (Sanierung mit 12 Whg.; 60 kW; 880 m ² Wohnfläche).....	226
Tabelle A-10	Durchschnittliche spezifische Wärmekosten pro eingesparte MWh in Abhängigkeit des Gebäudetypen ¹⁾ und ungekoppelte Ausführung der Sanierungsmaßnahmen.....	227
Tabelle A-11	Durchschnittliche spezifische Wärmekosten pro eingesparte MWh in Abhängigkeit des Gebäudetypen ¹⁾ und gekoppelte Ausführung der Sanierungsmaßnahmen.....	227
Tabelle B-12:	Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 1) bei minimaler Wärmehöchstlastdichte	228
Tabelle B-13:	Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 2) bei minimaler Wärmehöchstlastdichte	229
Tabelle B-14:	Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 1) bei mittlere Wärmehöchstlastdichte	230
Tabelle B-15:	Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 2) bei mittlerer Wärmebedarfsdichte.....	231

Tabelle B-16:	Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 1) bei maximaler Wärmehöchstlastdichte	232
Tabelle B-17:	Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 2) bei maximaler Wärmehöchstlastdichte	233
Tabelle B-18:	Relative Häufigkeit zweier benachbarter Siedlungstypen (in einer mittelgroßen Stadt).....	234
Tabelle B-19:	Charakteristische Größen der Erdgasverteilung in den Siedlungstypen.....	235

Abkürzungsverzeichnis

ALK	Automatisierte Liegenschaftskarten
ATKIS	Amtliche Topographische-Kartographisches Informationssystem
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMFT	Bundesministerium für Forschung und Technologie
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
BWK	Brennstoff - Wärme - Kraft
DBU	Deutsche Bundesstiftung Umwelt
DLR	Deutsche Forschungsanstalt für Luft- und Raumfahrt e. V.
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
EG	Erdgas
EG BW	Erdgas-Brennwertkessel
EG SP	Erdgas-Spezialkessel
ES	Einsatzstrategie
ET	Energieträger
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EFH	Einfamilienhäuser
FBH	Fußbodenheizung
FIZ	Fachinformationszentrum
FV	Erdgas-Feinverteilung
FW	Fernwärme
GAMS	General Algebraic Modeling System
GFZ	Geschoßflächenzahl
GGLP	Gemischt ganzzahlige Lineare Programmierung
GMH	Große Mehrfamilienhäuser
GRZ	Grundflächenzahl
GV	Erdgas-Grobverteilung
GVU	Gasversorgungsunternehmen
H_u	unterer Heizwert
HA	Hausanschluß
HD	Hochdruck
HeizAnlV	Heizungsanlagenverordnung
HEL	Heizöl extra leicht
HH	Hochhäuser
HK	Heizkessel
HKW	Heizkraftwerk
HV	Hauptverteilung

HW	Heizwerk
IEA	International Energy Agency
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung
IKARUS	Instrumente für Klimagas-Reduktionsstrategien
IPP	Independent Power Producer
LK	Landeskarte
k_F	k-Wert des Fensters
k_R	k-Wert des Fensterrahmens
k_V	k-Wert des Fensterverglasung
KMH	Kleine Mehrfamilienhäuser
KMR	Kunststoffverbund-Mantelrohr
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
max.	maximaler Wert
MD	Mitteldruck
MFH	Mehrfamilienhäuser
min.	minimaler Wert
mit.	mittlerer Wert
MV	Mittelverteilung
MW_{el}	Megawatt elektrisch
ND	Niederdruck
NIH	Niedrige Investitionen heute
NIZ	Niedrige Investitionen zukünftig
NH_3	Ammoniak
NO_x	Stickoxide
NW	Nahwärme
P_{th}	Heiz-Leistung
PE	Polyethylen
PHK	Plattenheizkörper
RDH	Reihen(doppel)häuser
REF	Referenzfall
RES	Referenzenergiesystem
ST	Siedlungstyp
TA	Technische Anleitung
VDEW	Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke
VDI	Verband Deutscher Ingenieure
VG	„Vielzahl von Gemeinden“
VKU	Verband kommunaler Unternehmen
VSI	Vakuum Super Isolation
UV	Unterverteilung

WB	Wärmebedarf
WE	Wohneinheit
Whg.	Wohnung
WSVO	Wärmeschutzverordnung
ZFH	Zweifamilienhäuser

Verzeichnis der verwendeten Formelzeichen

Variable und Konstanten

AB	Abschreibungsdauer
Al	Alter der Technik im Basisjahr
an	Leistungsanteil an der Erzeugung
b	Kapazität der Altanlagen im Basisjahr
c	Kosten
cANPr	Anlegbarer Energiepreis
cap	Kapazität der Anlagen
cETPr	Energieträgerpreis
cfix	Fixe Kosten
cinv	Investitionen
cinv_0	Fixe Investitionen bei Benutzung
cs	Investitionen für die Leistungsstufe
cs_0	Fixe Investitionen bei Benutzung
cvar	Variable Kosten
d	Distanz zwischen zwei Knoten
dR	Rohrdurchmesser
dvert	Durchschnittliche Verteilungskosten
E	Energienachfrage
η	Wirkungsgrad
fan	Annuitätenfaktor
fdis	Diskontierungsfaktor
ffix	Anteil der fixen Kosten
finst	Anteil der Instandhaltungskosten an den Investitionen
finv	Anteil an den Investitionen
fl	Fläche des Verbrauchers
g	Gesamtenergiedurchlaßgrad
K	Wiederbeschaffungswert
I	Intensität der solaren Einstrahlung
i	Zinsfuß der Abschreibung
Inb	Inbetriebnahmezeitpunkt
λ	Wärmeleitfähigkeit
l	Leistung der Leistungsstufe
lvert	Länge des Verteilungsnetzes
n	Neubaukapazität

nc	Niveau der jährlichen Kosten
ND	Nutzungsdauer der Technik
P	Pumpenleistungsleistung
Q	Wärmeleistung
r	Zinsfuß der Abdiskontierung
SK	Stromkennzahl
T	Temperatur
t, tt	Zeit
Vbh	Vollbenutzungsstunden
wg	Entscheidungsparameter eines Entscheidungsgebietes
wtec	Entscheidungsparameter einer Technik
wsoz	Entscheidungsparameter sozialer Faktoren
w	Entscheidungsparameter
x	Flußvariable
x_bin	binäre Flußvariable

Funktionen

$f(x)$	allgemeine nichtlineare Funktion
$\hat{f}(x)$	approximierte allgemeine nichtlineare Funktion

Indizes

An	Anschluß/Lager
BHKW	Blockheizkraftwerk
Druck	Druckerhöhungsstationen
EG	Erdgas
mErd	jahresmittlere Erdoberflächentemperatur
Erz	Erzeugungsanlage
el.	elektrisch.
FW	Fernwärme
ges	gesamt
HA	Hausanlage (Verbraucheranlage)
HAG	Hausanlage installiert ohne Anschlußkosten
HK	Heizkessel oder Spitzenkessel
i, j	Knoten
Inst	Installationskosten

M	Energieträger
NW	Nahwärme
p	Periode
PN	Maximale Anzahl an Perioden
PS	Pumpstrom
R	Rücklauf
Rtyp	Rohrtyp
s	Leistungsstufe des Transports
s_BHKW	Leistungsstufe des BHKW
s_HK	Leistungsstufe des Heizkessel
SN	Maximale Anzahl an Leistungsstufen des Transport
SN_BHKW	Maximale Anzahl an Leistungsstufen BHKW
SN_HK	Maximale Anzahl an Leistungsstufen des Heizkessels
spez	spezifisch
t	Zeitintervall
tN	Maximale Anzahl an Zeitintervallen
tS	Zeitsegment
tSN	Maximale Anzahl an Zeitsegmenten
Tec	Technik
therm.	thermisch
V	Vorlauf
Verlust	Verlust
Vert	Verteilung
Verd.	Erdgas-Regel- und Übernahmestationen
VTyp	Art des Verteilungsnetzes

Kurzfassung

Flächenmodelle bieten einen methodischen Ansatz für die räumlich hoch aufgelöste Modellierung des Aufbaus, des Ausbaus und der Verdichtung bestehender Nah-/Fernwärmenetze. Durch die Verknüpfung der geographischen Informationen der Netzflußmodelle mit dem prozeßanalytischen Aspekt von Energiesystemmodellen ist eine hinreichende Beschreibung der Realität im Modell möglich. Bei der mathematischen Modellbeschreibung wurde sowohl die Fixkostenproblematik als auch die leistungsabhängige Kostendegression leitungsgebundener Versorgungssysteme und Energieerzeugungsanlagen berücksichtigt. Hierfür wurde einerseits die gemischt ganzzahligen Optimierung und andererseits die separable Optimierung in die Modellformulierung integriert.

Da Flächenmodelle als Mehrperiodenmodelle konzipiert sind, können Veränderungen der Energiepreise, des Wärmebedarfs, der Energietechnik und der politischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden. Durch die Optimierung von Flächenmodellen kann das wirtschaftliche Potential der unterschiedlichen Wärmeversorgungssysteme gebietsspezifisch bestimmt werden. Ergebnisse der Modellrechnung können z. B. dazu verwendet werden, straßenabschnittsscharf geeignete Objekte für die Verdichtung oder geeignete Randobjektgruppen für den peripheren Ausbau von Fernwärmenetzen zu bestimmen.

Untersuchungen exemplarischer Nah- und Fernwärmeversorgungsfälle anhand einer modifizierten Siedlungstypmethode haben gezeigt, daß auch unter den heutigen Rahmen- und Randbedingungen wirtschaftliche Potentiale für den Ausbau der Nah-/Fernwärmeversorgung existieren. Die Größe dieser Potentiale werden von einer Reihe von Hemmnissen beeinflußt. Hierbei spielt der Erschließungszeitpunkt und -zeitraum, der Anschlußgrad und die Reduktion des Wärmeverbrauchs eine entscheidende Rolle. Werden für die Wärmeerzeugung KWK-Anlagen eingesetzt, so sind die erzielbare Stromerlöse ein weiterer wesentlicher Einflußfaktor.

Abstract

Surface models offer a methodical approach for the spatially highly resolved modelling of the structure, the expansion/extension and the compression of existing local and district heating networks. Linking the geographical information of the network models with/to the process-analytic aspects of energy system models provides a sufficient description of reality in the model. The mathematical description of the model considers fixed cost problems as well as the performance-dependent cost degression of line-bound utility systems and energy production systems. In order to achieve this, both the mixed integral optimisation and the separable optimisation have been integrated into the mathematical description of the model.

Since surface models are conceived as multi-period models, modifications of energy prices, heating requirements, energy engineering and the overall political conditions have to be considered. The economic potential of the different heating supply systems can be determined for specific areas by optimising the surface models. Results of the model calculation can be used e.g. to determine suitable objects for compression on individual roads or to establish suitable groups of objects for the peripheral development of district heating networks.

The investigation of exemplary local and district heating supplies on the basis of modified settlement type methods have shown that economic potential for the development of local/district heating supplies exists even today. The dimension of this potential is influenced by a number of obstacles. The moment and period of development, the the degree of connection and the reduction of heat consumption play a crucial role. If CHP systems are used for heat production, the attainable current proceeds are a further substantial influence.

Since heat production costs for district heating tend to be more favourable than those for local heating supply, settlement structures for which it is economical to establish a local heating supply are also compression areas for district heating. Establishing new district heating supply areas presupposes that large settlements will be developed within the shortest possible period of time since this is the only way to limit the initial costs for the production and distribution systems. Thus the time frame for the economic development of a district heating supply system covering a supply area of several square kilometres is limited to one decade. This cannot be realized under today's basic conditions. In future, however, new district heating supply areas may result from the increased development of local heating supply utility systems, in particular local heating supply distribution systems and their future connection.

1 Einleitung

Die Liberalisierung der Energiemärkte mit ihren Auswirkungen und Folgen steht zur Zeit im Mittelpunkt der energiewirtschaftlichen Diskussion. Unabhängig davon ist Klimaschutz eine der wichtigsten umweltschutzpolitischen Herausforderungen unserer Zeit. Seit der UN-Konferenz für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro (Juni 1992) hat die Bundesregierung das nationale Ziel formuliert, die CO₂ Emissionen bis zum Jahre 2005 um 25 % gegenüber dem Jahr 1990 zu mindern. Dieses nationale Ziel wurde auch nach der Vertragsstaatenkonferenz in Kyoto mehrmals ausdrücklich bestätigt, z. B. durch die Erklärung der Bundesregierung zur Eröffnung der 5. Vertragsstaatenkonferenz (vgl. /Handelsblatt 1999/). Das nationale Minderungsziel bedingt eine Verringerung der CO₂-Emissionen um ca. 253 Mio. t CO₂/a bis 2005 in Deutschland bezogen auf 1014 Mio. t CO₂/a im Jahr 1990. Dies erfordert das Umsetzen einer Reihe von Maßnahmen in allen Bereichen unserer Gesellschaft. Spätestens seit der Berliner Weltklimakonferenz 1995 und der begleitenden Kampagne „Städte für den Klimaschutz“ spielen hierbei Städte und Gemeinden eine tragende Rolle.

„Global denken - lokal handeln“ war und ist die Devise, die die Diskussion über die Bekämpfung des globalen Treibhauseffektes schon immer begleitet hat. Für die Umsetzung der Klima- und Umweltschutzziele müssen die auf lokaler Ebene bestehenden Treibhausgas- und Emissionsminderungspotentiale durch effektive Energiekonzepte und CO₂-Reduktionsstrategien ausgeschöpft werden.

Eine forcierte Steigerung der Effizienz von Energienutzung und -umwandlung sowie deren rasche Umsetzung ist die entscheidende Option einer risikominimierenden kommunalen Energie- und Klimaschutzpolitik. Mögliche Maßnahmen und Handlungsempfehlungen sollen im Rahmen kommunaler Energieversorgungskonzepte erarbeitet und nachfolgend umgesetzt werden. Bereits unter derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen ist ein wesentlicher Anteil wirtschaftlich zu erschließen. Hierbei bilden der Einsatz und Ausbau von Nah-/Fernwärme aus KWK-Anlagen und ein verbesserter Wärmeschutz im Gebäudebereich die Schwerpunkte für eine deutliche Senkung der energiebedingten Emissionen von Kohlendioxid, da im Bereich Raumwärme bzw. im Wärmemarkt ein besonders relevanter Bereich des CO₂-Reduktionspotentials liegt. Maßnahmen in diesem Bereich können maßgeblich zur Verwirklichung der CO₂-Minderungsziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2005 beitragen.

Der Aus- und Aufbau der Nah- und Fernwärmeversorgung war auch in der Vergangenheit schon immer mit kommunalen Energieversorgungskonzepten verbunden. Die Realisation von Nah- und Fernwärmeversorgungskonzepten aber auch von Sanierungsprogrammen im Gebäudebestand hängt wesentlich von den Kosten, die den beteiligten Parteien entstehen, ab. Daher ist bei der Erstellung von Konzepten darauf zu achten, daß die entstehenden Kosten für die Versorgungsunternehmen und die Verbraucher minimal werden.

Neben einem Gesamtkonzept für das zu untersuchende kommunale Gebiet sind Lösungen oder mögliche alternative Energieversorgungskonzepte für Stadtteile, Neubaugebiete, Rekonstruktionsgebiete, Mischgebiete und den Übergang von Industrieansiedlungen zu Wohngebieten gesucht. Hierfür ist eine räumlich variable disaggregierte Betrachtung des Untersuchungsgebietes notwendig.

Die Grenzen der räumlichen disaggregierten Betrachtung ergeben sich aufgrund

- vorhandener und zukünftig möglicher Versorgungssysteme und
 - der möglichen Datengrundlage, auf der das kommunale Versorgungskonzept basiert.
- Im Speziellen ist für leitungsgebundene Versorgungssysteme eine räumlich disaggregierte Betrachtung notwendig, da für den Ausbau und die Verdichtung von Leitungsnetzen geographische Informationen zu berücksichtigen sind.

Im Wärmemarkt konkurrieren verschiedene Wärmeversorgungssysteme, hauptsächlich Fern-/Nahwärme, Gasversorgung und Öl-Zentralheizung, untereinander und mit Maßnahmen zur Reduzierung des Wärmebedarfs. Das wirtschaftliche Potential leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme ist abhängig vom Erzeugungs- und Verteilungskonzept, der Wärmedichte im Anschlußgebiet und den Preisen der Wettbewerber. Die Wettbewerbssituation im Wärmemarkt ist zur Zeit geprägt durch die anhaltend niedrigen Brennstoffpreise für Öl und Erdgas und sinkende Wärmedichten. Die Wärmedichte sinkt wegen eines geringeren Wärmebedarfs für Neubauten aufgrund der Wärmeschutzverordnung von 1995 bzw. beim bestehenden Gebäudebestand durch Isolierung und Fenstertausch. Die geringeren Wärmedichten führen bei Fern-/Nahwärmenetzen zu höheren spezifischen Verteilungskosten, die durch Verdichtung oder mögliche Erweiterungen an den Rändern des erschlossenen Fernwärmeversorgungsgebietes kompensiert werden können.

Die Kosten leitungsgebundener Versorgungssysteme sind einerseits abhängig von der Länge der Systemkomponenten, andererseits wird das wirtschaftliche Potential maßgeblich von der Anschlußreihenfolge unterschiedlicher Wärmemengen bestimmt. Daher erfordern Energieversorgungskonzepte, die den Bestand, die Verdichtung und den peripheren Ausbau bzw. den Neubau von leitungsgebundenen Versorgungssystemen berücksichtigen, die Integration von geographischer Information in das Modell.

Das wirtschaftliche Potential leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme ist abhängig von der immer wiederkehrenden Umsetzung von Maßnahmen zur Kostenreduktion und den energiepolitischen Rahmenbedingungen. In diesem Zusammenhang war Rationalisierung („zweckmäßiges Gestalten“) eine Daueraufgabe für die Unternehmen der Fernwärme- und Gaswirtschaft. Rationalisierungsmaßnahmen wurden in den Bereichen Investitionen, Personal, Betrieb, Organisation und Dokumentation durchgeführt. Hierfür wurde eine große Anzahl von Modellen (Netzmodelle) entwickelt, bei denen der Schwerpunkt auf der technischen Optimierung des gesamten Versorgungssystems bzw. einzelner Komponenten des Systems lag. Strategische Überlegungen oder die Konkurrenz zwischen verschiedenen Energieträgern bzw. Wärmeversorgungssystemen wurde bisher nicht berücksichtigt. Das bedeutet, daß mög-

liche veränderte Absatzbedingungen z. B. durch die Novellierung der Wärmeschutzverordnung 2000, aufgrund der Liberalisierung der Energiemärkte oder mögliche Entwicklungen der Energiepreise aufgrund von CO₂-Restriktionen nicht berücksichtigt werden. Jedoch sind bei der Netzplanung strategische Überlegungen gerade aufgrund des kontinuierlichen Renovierungsprozesses des Gebäudebestandes zu integrieren. Da der Gebäudebestand verschiedener Gebiete sich bezüglich Bausubstanz und -alter unterscheidet, sind Veränderungen des Wärmebedarfs und -verbrauchs gebietsabhängig. Die Reduzierung des Wärmebedarfs- und -verbrauchs wirkt sich auf bestehende Erzeugungskapazitäten (bei Fernwärme) oder Bereitstellungskapazitäten (bei Gas) aus. Bei einem mittleren Renovierungszyklus von 25 Jahren und einer Reduzierung des Wärmeverbrauchs um 10 % durch Fenstererneuerung und um 20 % durch zusätzliche Wärmedämmung der Fassade verringert sich der Gesamtwärmebedarf in den nächsten 10 Jahren um ca. 7,5 %. Für einzelne Stadtteile kann aufgrund des einheitlichen Alters des Gebäudebestandes die Reduktion des Wärmeverbrauchs bis zu 20 % betragen. Diese Minderung des Wärmeverbrauchs erfordert eine flexible Umverteilung der bestehenden Kapazitäten unter Berücksichtigung der geographischen Gegebenheiten, entweder durch periphere Erweiterung, Verdichtung eines Fernwärmeversorgungssystems oder gar einen Rückbau der bestehenden Kapazitäten, wenn einmal getätigte Investitionen auch künftig optimal genutzt werden sollen.

Im Rahmen der strategischen Energieplanung wurden eine Reihe von Modellen (z. B. E³Net, IKARUS, MARKAL) entwickelt. Diese Energiesystemmodelle sind als Mehrperiodenmodelle konzipiert, damit in die Zukunft reichende Entwicklungen hinsichtlich ihrer Gestaltungs- und Beeinflussungsmöglichkeiten analysiert werden können, um Rückschlüsse auf heute zu treffende Entscheidungen zu ziehen. Ziel von Energiesystemmodellen ist eine aggregierte Ermittlung des kosten-, versorgungs- oder umweltoptimalen Energiesystems bzw. einer Kombination daraus. Es handelt sich hierbei um Punktmodelle. Diese unterstützen die Modellierung in räumlich hoher Auflösung nur in begrenztem Maße, da räumliche Aspekte zwar in Form von Regionen, geographische Koordinaten dagegen nicht berücksichtigt werden. Dadurch lassen sich längenabhängige Entscheidungen nicht oder nur sehr verallgemeinert darstellen. Versorgungsnetze wurden in bisherigen Modellanwendungen nur als Gesamtsysteme betrachtet. Eine detaillierte Bewertung der Kosten von Leitungsmaschen, die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Leitungsnetze integriert sind, kann nicht vorgenommen werden. Leitungsspezifische Gleichungen, die z. B. hydraulische Restriktionen in einem Teilnetz berücksichtigen, sind nicht vorgesehen.

In Energiesystemmodellen wird die Entscheidung über einen meist linear wachsenden Auf- oder Zubau von Kapazitäten (z. B. Leistung von Kraftwerken) anhand einzelner exemplarischer Technologien für das Gesamtsystem getroffen. Hierbei wird eine lineare Relation zwischen Kosten und Leistung zugrunde gelegt. Dagegen ist bei der Bestimmung der kostenoptimalen straßenabschnittsscharfen Versorgungsstruktur unter Berücksichtigung der Konkurrenz unterschiedlicher Wärmeversorgungsanlagen die diskrete Entscheidung für den orts-

gebundenen Auf- oder Zubau einer bestimmter Wärmeversorgungsanlage gesucht. Ein damit verbundener Auf- oder Zubau von Versorgungsleitungen ist für jeden Straßenabschnitt bzw. jede beliebige räumlich disaggregierte Betrachtung des Energiesystems zeitlich und räumlich flexibel zu treffen. Der Zubau eines Leitungsstranges hat Rückwirkungen auf das gesamte Versorgungssystem. Es handelt sich daher beim Aufbau leitungsgebundener Versorgungssysteme um vielfache diskrete Entscheidungen, die unter Berücksichtigung der leistungsabhängigen Kostendegression der unterschiedlichen Komponenten des Versorgungssystems zu treffen sind.

Im vorangegangenen Abschnitt wurde aufgezeigt, daß sich die bisher verfügbaren Modelltypen für die Bestimmung der kostenoptimalen, straßenabschnittsscharfen Versorgungsstruktur einer Kommune oder Region nicht eignen. Daher ergibt sich die Notwendigkeit eine neue Modellklasse, die sogenannten Flächenmodelle, zu entwickeln.

Im Flächenmodell sollen die Eigenschaften der Netzmodelle und der Energiesystemmodelle verknüpft werden und um die Aspekte der Konkurrenzsituation und der variablen räumlichen Aggregation erweitert werden. Das bedeutet, daß das Flächenmodell die Modellierungsaspekte der geographischen Information und deren hierarchische Unterteilung, der Entscheidungsalternativen, Leitungsspezifika und den Gedanken der strategischen Energieplanung berücksichtigt.

Die Modelltopologie soll sich an den bestehenden Netzplanungs- und Energiesystemmodellen orientieren, so daß ein Übergang vom Punkt- zum Flächenmodell möglich ist. Die Wahl der Objekte der Modelltopologie und Attribute soll einen einfachen Datenaustausch ermöglichen.

Bei der räumlichen Auflösung des Flächenmodells ist eine variable Aggregation notwendig, damit einerseits eine Kopplung zu Netzmodellen hergestellt, andererseits eine objektspezifische Entscheidung gefällt werden kann. Im Gegensatz zu Netzmodellen, die räumlich hoch aufgelöste thermisch und hydraulisch stationäre und instationäre Vorgänge im Leitungsnetz berechnen können, stehen beim Flächenmodell stationäre thermische und hydraulische Randbedingungen des Versorgungsnetzes im Vordergrund.

Das Flächenmodell soll auf den Restriktionen, Parametern und Variablen von Energiesystemmodellen aufbauen, um gegebenenfalls die zeitlich hoch aufgelöste Modellierung von Lastverläufen zu berücksichtigen. Bei der Berechnung der kostenoptimalen Versorgungsvariante sind Typtage zu verwenden, um Spitzenlasten abzubilden. Im Gegensatz zu den Energiesystemmodellen sollen die Restriktionen, der Modellparametersatz und der Variablenatz erweitert werden. Innerhalb der mathematischen Modellbeschreibung ist die leistungsabhängige Kostendegression der diskreten Entscheidungen zu berücksichtigen. Es ist eine neue Zielfunktion aufzustellen, da diese aufgrund der Konkurrenzsituation der Wärmeversorgungs-systeme und den geographischen Informationen nicht mehr mit der Zielfunktion von Energiesystemmodellen übereinstimmen kann.

Das Flächenmodell wird angewendet um die kostenoptimalen Wärmeversorgungsstruktur einer Kommune bzw. von Siedlungsgebieten zu bestimmen.

In Kapitel 2 der Arbeit werden zu Beginn verschiedene Methoden zur Bestimmung des heutigen Wärmebedarfs von Gebäuden und Siedlungsgebieten vorgestellt und ihre Vor- und Nachteile diskutiert. Innerhalb des Kapitels wird ebenso kurz auf die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfs und -verbrauchs als auch die unterschiedlichen Temperaturanforderungen des Wärmebedarfs eingegangen. Das Kapitel wird durch einen Abschnitt über die künftige Entwicklung der Rand- und Rahmenbedingungen im Wärmemarkt abgeschlossen. Hierbei werden mögliche Veränderungen und die Auswirkungen auf den Wärmemarkt durch die Liberalisierung der Energiemärkte, etwaige CO₂-Minderungsverpflichtungen oder eine neue oder erweiterte Wärmeschutzverordnung analysiert und abgeschätzt.

Im nachfolgenden Kapitel 3 werden kurz die ökonomischen und technischen Eigenschaften der unterschiedlichen Komponenten der Wärmeversorgungssysteme erläutert und mögliche Entwicklungen und Tendenzen aufgezeigt.

Aus den in Kapitel 2 und 3 beschriebenen Bedingungen des Wärmemarktes und den technischen und ökonomischen Eigenschaften der Wärmeversorgungssysteme wird in Kapitel 4 ein Anforderungskatalog an die räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme abgeleitet.

In Kapitel 5 werden existierende Netzmodelle und Energiesystemmodelle anhand des Anforderungskatalogs evaluiert. Hierzu wird zwischen Modelltopologie und mathematischer Beschreibung unterschieden. Nach einer allgemeinen Einführung in die Graphentheorie, die die Grundlage der topologischen Beschreibung beider Modellklassen ist, wird der in Energiesystemen verwendete Referenzenergieansatz und der für Netzmodelle verwendete Ansatz der Adjazenzmatrizen beschrieben. In der mathematische Beschreibung der Energiesystemmodelle wird auf die linearen Mehrperiodenmodelle E³Net und MARKAL eingegangen. Hierbei werden speziell die räumliche und zeitliche Auflösung, die Zielfunktionen und Restriktionen verglichen. Für Netzmodelle werden mathematische Methoden für die stationäre thermische und hydraulische Auslegung von Versorgungssystemen vorgestellt. Die Eigenschaften der existierenden Netzmodelle und Energiesystemmodelle werden abschließend mit den in Kapitel 4 erarbeiteten Anforderungen an die räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme verglichen und bewertet.

Das basierend auf den Anforderungen entwickelte Flächenmodell wird in Kapitel 6 beschrieben. Hierbei wird zuerst näher auf die Modelltopologie und deren Grundbausteine eingegangen, um nachfolgend die mathematische Modellformulierung zu diskutieren.

Anhand der in Kapitel 7 behandelten exemplarischen Nah- und Fernwärmeversorgungsaufgaben wird das Flächenmodell angewendet. Die exemplarischen Nah- und Fernwärmeversorgungsaufgaben werden mit Hilfe einer weiterentwickelten und modifizierten Siedlungstypmethode bestimmt. Es wird eine Wirtschaftlichkeitsanalyse unter Berücksichtigung von Hemmnisfaktoren durchgeführt.

2 Der Wärmemarkt

In allen Verbrauchssektoren der Bundesrepublik Deutschland wird über 50 % der Endenergie für die Erzeugung von Wärme, d. h. Prozeßwärme einschließlich Warmwasser und für Raumwärme aufgewendet. Im Haushaltssektor werden sogar 88,5 % und bei den Kleinverbrauchern 73 % der Endenergie zur Erzeugung von Wärme eingesetzt.

Im Wärmemarkt¹ stehen Fernwärme, Gas und Öl im direkten Wettbewerb miteinander. Der Anteil der Wohnungen, die in Deutschland mit Fernwärme² beheizt werden, hat sich gegenüber 1989 von 11,1 Prozent auf 12,0 Prozent in 1998 erhöht (vgl. Abbildung 2-1). Im Vergleich dazu kam das Erdgas im gleichen Zeitraum auf einen Anteilzuwachs von über 15 Prozent.

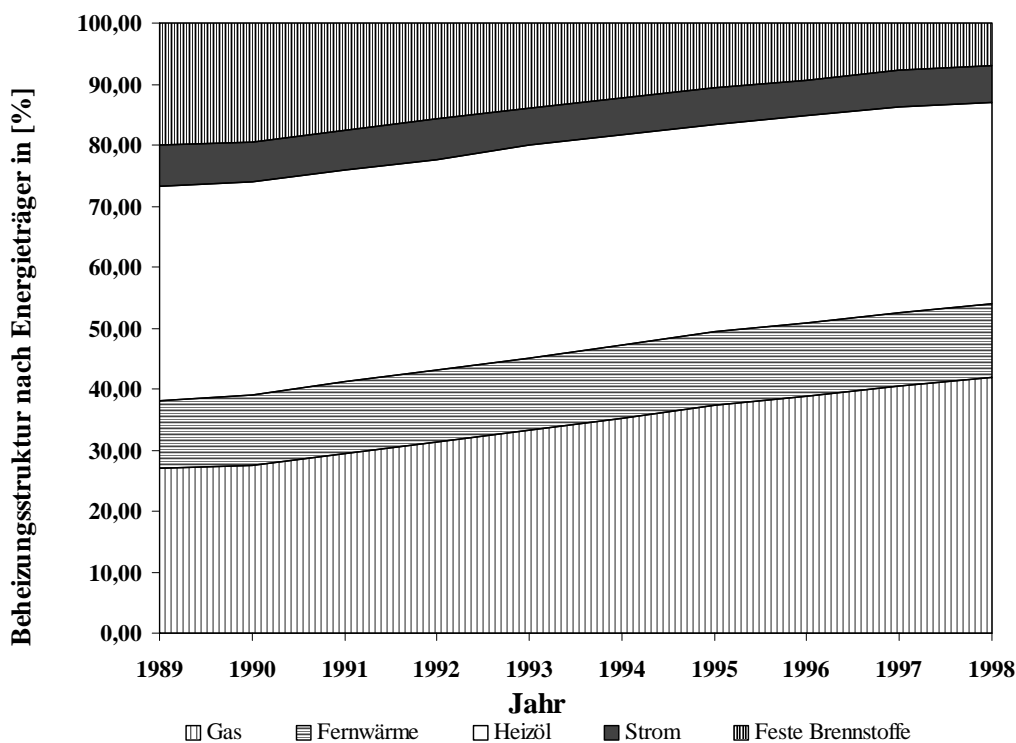


Abbildung 2-1: Entwicklung der Beheizungsstruktur in der Bundesrepublik Deutschland /Heinze, Mohnfeld 1999/

Ogleich die Fernwärmeversorgung in Deutschland bereits auf eine jahrzehntelange Tradition zurückblickt, ist ihr Anteil am Energieverbrauch trotz beträchtlicher Subventionen

¹ Der Wärmemarkt ist ein Teilmarkt des Energiemarktes. Er gliedert sich in einen Niedertemperaturwärmemarkt (z. B. Raumwärme, Warmwasser) und einen Hochtemperaturwärmemarkt (z. B. Prozeßwärme) /VWEW 1998/.

² Fernwärme ist Wärme beliebiger Herkunft, die mit Hilfe eines Trägermediums (meistens Heizwasser oder Dampf) gewerblich aufgrund eines Vertrages gegen Entgelt geliefert wird /VWEW 1997/.

bislang vergleichsweise gering (knapp 4 Prozent des Endenergieverbrauchs). Entscheidende Restriktionen für eine stärkere Nutzung der Fernwärme ergeben sich einmal aus hohen Verteilungskosten und zum anderen aus der direkten Konkurrenz zu den zur Zeit niedrigeren Energieträgerpreisen für Erdöl/Erdgas, d. h. aus der Wirtschaftlichkeit.


Bei der Aufstellung von Kriterien zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit können verschiedene Methoden angewendet werden. Diese basieren auf unterschiedlichen räumlichen und wirtschaftlichen (gesamt- oder einzelwirtschaftlichen) Gesichtspunkten. Deshalb werden unterschiedliche Berechnungsmethoden verwendet. Bei einzelwirtschaftlichen oder gesamtwirtschaftlichen Untersuchungen kann zwischen der

- Objektbetrachtung (Investitionsentscheidung),
- Systembetrachtung (Verbesserung oder Erweiterung vorhandener bzw. Einführung anderer Energieversorgungssysteme) und
- Gebietsbetrachtung (wirtschaftliche Optimierung und Weiterentwicklung größerer Gesamtsysteme mit mehreren Energieversorgungsträgern)


unterschieden werden /Poggemann 96/.

Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit bestehender leitungsgebundener Versorgungssysteme und deren Konkurrenz zu anderen Wärmeversorgungssystemen ist die Gebietsbetrachtung am besten geeignet. Die Zielrichtung für die leitungsgebundene Wärmeversorgung läßt sich allgemein als Zielfunktion gemäß Gleichung (2-1) formulieren:


$$\int_0^{8760h} \left[\begin{array}{l} (Investitionskosten(Netz) + Pumpstromkosten + Betriebskosten) + \\ (verbrauchsabhängige Wärmeerzeugungskosten) + \\ (Kosten der Hausanschlüsse) \end{array} \right] dt \stackrel{!}{=} \min \quad (2-1)$$



Verbrauchsanlagen



Erzeugung



Verteilung

Hierbei weisen leitungsgebundene Energieversorgungssysteme in den Bereichen Erzeugung, Verteilung und Verbrauchsanlagen eine Vielzahl von frei wählbaren Parametern auf. Ziel der Gebietsbetrachtung ist daher, alle Komponenten der Wärmeversorgungssysteme und deren Determinaten zu erfassen, um anschließend eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchzuführen.

2.1 Wärmebedarf und Wärmeverbrauch

Der Wärmebedarf und –verbrauch von Versorgungsgebieten kann mit Hilfe verschiedener in Kapitel 2.1.1 diskutierter Methoden abgeschätzt werden. Alle Verfahren beruhen auf einer

Aggregation des Wärmebedarfs von Einzelgebäuden. Daher wird kurz in Kapitel 2.1.2 auf die Bestimmungsverfahren des Wärmebedarfs eingegangen. Aufgrund der begrenzten Individualität der Mehrzahl der Wohngebäude kann eine Typisierung des Gebäudebestandes, wie er in Kapitel 2.1.3 beschrieben wird, vorgenommen werden. Tendenzen, die den Wärmebedarf zukünftig beeinflussen, werden in Kapitel 2.1.4 diskutiert, um abschließend auf unterschiedliche Temperaturniveaus des Wärmebedarfs einzugehen.

2.1.1 Methoden zur Wärmebedarfsermittlung von Versorgungsgebieten

Für die Bestimmung des Wärmebedarfes eines Versorgungsgebietes wurden verschiedene Methoden entwickelt. Ihre Anwendung ist hauptsächlich von der gegebenen Baustruktur und der jeweils zu beantwortenden Fragestellung abhängig. Die wichtigsten Methoden /Roth 1980/ werden nachfolgend aufgelistet und beschrieben:

Gebäudedatenmethode

Bei der Gebäudedatenmethode wird der Wärmebedarf gebäudescharf bestimmt. Datenquellen hierfür sind:

- Daten der Gebäude- und Wohnungszählung,
- Hebedaten³ der Versorgungsunternehmen und
- Emissionsdaten- und Schornsteinfegerdatei.

Der Wärmebedarf kann dann nach DIN 4701 ermittelt werden. Dieses Berechnungsverfahren erfordert einen hohen Erhebungs- und Berechnungsaufwand (vgl. Kapitel 2.1.2).

Gebäudetypmethode

Ziel der Gebäudetypmethode ist ebenfalls eine gebäudescharfe Wärmebedarfsermittlung aufgrund einer Gebäudedatei. Jedoch werden lediglich Informationen über die Gebäudegrundfläche und die Zahl der Geschosse bzw. Gebäudevolumen gesammelt und der Wärmebedarf aufgrund von Zuordnungen zu Gebäudetypen ermittelt. Der Erhebungs- und Bearbeitungsaufwand ist geringer als bei der Gebäudedatenmethode.

Tarifraummethode

Bei der Tarifraummethode wird eine lineare Relation zwischen der Anzahl der Tarifräume⁴ und dem bekannten Anschlußwert⁵ nach DIN 4701 mit leitungsgebundenen Energieträger beheizten Wohnungen gebildet.

³ Hebedaten sind diejenigen Daten, die vom Versorgungsunternehmen im Rahmen des Versorgungsvertrages und der Abrechnung erhoben werden.

⁴ Alle Räume, die größer sind als 6 m², werden für die Berechnung des Leistungspreises herangezogen.

⁵ Dieser lag den EVU früher vor.

Siedlungstypmethode

Bei der Siedlungstypmethode wird der Wärmebedarf nicht gebäudescharf, sondern für einzelne Siedlungsgebiete unterschiedlicher Größe ermittelt. Die einzelnen Siedlungstypen sind durch ein städtebauliches Erscheinungsbild und teilweise durch den Zeitpunkt des Baus definiert. Der Zeitpunkt des Baus berücksichtigt, daß sich aufgrund der über die Zeit veränderten baulichen Vorschriften der Wärmebedarf und -verbrauch der Gebäude abnimmt, und daß aufgrund von sozialen und wirtschaftlichen Aspekten unterschiedliche Siedlungsstrukturen entstanden sind. Die Siedlungstypmethode faßt somit verschiedene Gebäudetypen in Abhängigkeit von deren Anzahl pro Quadratkilometer Siedlungsfläche und deren geographischen Verteilung entlang von Straßen zu einem Typ zusammen. Eine im Vergleich zu Roth /Roth 1980/ und Winkens /Winkens 1984/ erweiterte Untergliederung von Siedlungsflächen in Siedlungstypen enthält Tabelle 2-1 (vgl. Kapitel 7.2).

Tabelle 2-1: Erweiterte Siedlungstypen

Siedlungstyp	Bezeichnung des Siedlungstyp	Merkmale
ST0	Freistehende Einzelgebäude	Einzelgebäude oder Gebäudekomplexe in Wald- oder Landwirtschaftliche-Nutzfläche bzw. größerer Entfernung zu anderer Bebauung
ST1 ¹⁾²⁾	Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	lockere unregelmäßige Bebauung, vor allem an Stadträndern und langgezogenen Straßendörfern
ST2 ¹⁾²⁾	Einfamilienhäuser- u. Doppelhäuser-Siedlung	Vorortgemeinde, häufig mit dichtem geometrisch angelegtem Erschließungsnetz
ST3 ¹⁾²⁾	Dorfkern	Dorf im ländlichen Raum
ST4 ¹⁾²⁾	Reihenhäuser	Reihenhaussiedlung engmaschig geometrisch erschlossen
ST5a ¹⁾²⁾	Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	Kleine Mehrfamilienhäuser, häufig mit dichtem geometrisch angelegtem Erschließungsnetz (entstanden Mitte 1980)
ST5b	Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäuser	überwiegend mittelgroße Wohnbebauung, relativ geringer Gebäudeabstand, Erschließungsnetz relativ grobmaschig
ST6 ¹⁾²⁾	Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäuser oder Hochhäuser	Große Mehrfamilienhäuser/Hochhäuser gekennzeichnet durch große Gebäudeabstände
ST7 ¹⁾²⁾	Blockbebauung	meist nur in Großstädten, oft Stadtrandbebauung, regelmäßiges Straßennetz
ST8 ¹⁾²⁾	Citybebauung	Citybebauung meist aus der Zeit der Jahrhundertwende, meist mit überbauten Innenhöfen.
ST9 ¹⁾²⁾	Historische Altstadt	Mittelalterlicher Stadtkern, hohe Dichte, geschlossene Bebauung, verwinkelte Straßen
ST10a ¹⁾²⁾	Öffentliche Sonderbauten (groß)	große Einzelbauten, ungewöhnliche Grundrißformen, meistens freistehend, oft in Großstädten (z. B. Krankenhäuser, Universität)
ST10b	Öffentliche Sonderbauten (klein)	kleinere Einzelbauten (Schulen, Kindergärten, Stadtverwaltung)
ST11a ¹⁾²⁾	Industriebauten	Industriebauten mit unregelmäßigen Grundrissen und Prozesswärmebedarf
ST11b	Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten	Industriebauten mit unregelmäßigen Grundrissen ohne Prozesswärmebedarf
ST12	Sonstige Versorgungsgebäude und -gelände	Meist Einzelgebäude in Stadtrandlage mit zugehöriger großer Sonderfläche (z. B. Sportgelände oder Gärtnerei)

¹⁾ Siedlungstyp vgl. /Winkens 1994/ (identische Nummerierung)

²⁾ Siedlungstyp vgl. /Roth 1980/ (Nummerierung um eins kleiner)

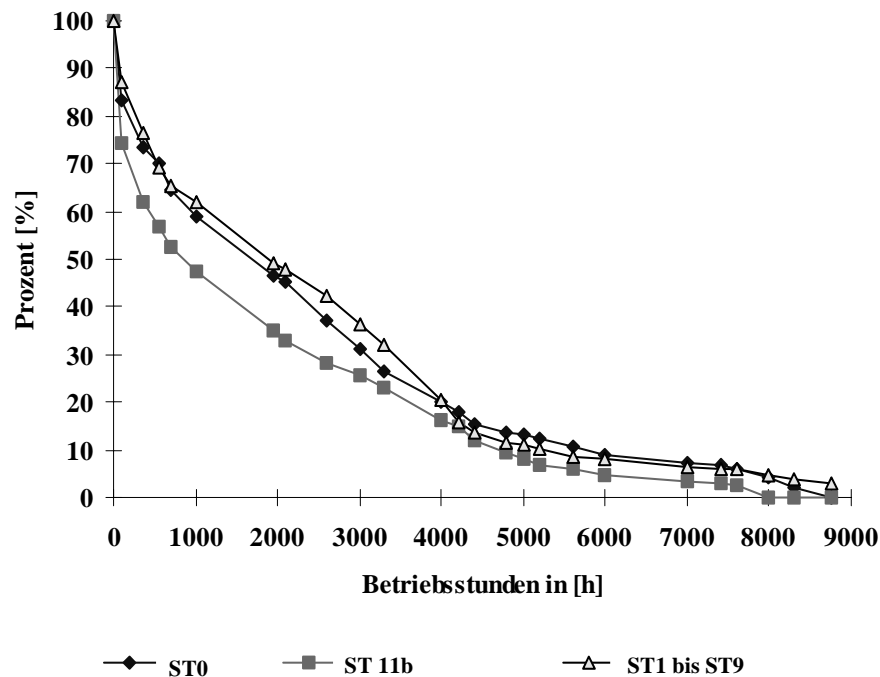


Abbildung 2-2: Charakteristische Jahresdauerlinien des Wärmebedarfs

Die räumlich detaillierte Bestimmung des wirtschaftlichen Potentials leitungsgebundener Energieträger erfordert es, daß die Untersuchungen bei Berücksichtigung der geographischen Verteilung gebäudebestandsbezogen (gegenwärtige Ausgangslage = IST-Zustand) und maßnahmenbezogen (im Hinblick auf verschiedene Stufen der energietechnischen Standardanhebung) durchgeführt werden. Hierfür wird die Siedlungstypmethode verwendet, da diese die geographischen Gegebenheiten wie Wärmedichten oder Liniendichten der Unterverteilung eines Gebietes erfaßt. Die Siedlungstypmethode kann mit der Gebäudetypmethode korreliert werden, indem für jeden Siedlungstyp die prozentualen Anteile der unterschiedlichen Gebäudetypen bestimmt wird. Den Siedlungstypen ST0, ST1 bis ST9 und ST11b kann eine Lastcharakteristik zugeordnet werden (vgl. Abbildung 2-2)⁶. Das Potential leitungsgebundener Versorgungssysteme innerhalb eines Gebietes kann dadurch für unterschiedliche Wärmeerzeugersysteme (z. B. BHKW oder Heizkraftwerk) bestimmt werden.

Bei der Korrelation zwischen Siedlungstyp und Gebäudebestand wird die Gebäudetypmethode verwendet, da der Aufwand für die Ermittlung der meist nicht mit EDV erfaßten gebäudescharfen bauphysikalischen Daten geringer ist und deren Berechnung schneller als bei der Gebäudedatenmethode durchgeführt werden kann.

⁶ Der Kurvenverlauf wird maßgeblich vom Verbraucherverhalten beeinflusst. Größere Wohngebäude haben aufgrund der höheren Anzahl der Verbraucher einen gleichmäßigeren Wärmebedarf als einzelne Ein- und Mehrfamilienhäuser. Bei Verwaltungsgebäuden, Schulen und Einkaufszentren fällt der Grundlastanteil, auf ein Jahr bezogen, aufgrund Betriebsstillstand geringer aus.

Die Tarifräumemethode kommt nicht zum Einsatz, da Tarifräume von Energieversorgungsunternehmen teilweise nicht mehr erfaßt werden bzw. diese Informationen nicht immer zugänglich sind. Hinzu kommt, daß Ungenauigkeiten bei dieser Methode in Kauf genommen werden, da die Tarifräumzahl nicht immer mit der Realität übereinstimmen (durch An- und Ausbau zu Wohnzwecken gewonnene Räume wurden nicht immer gemeldet), und Annahmen, beispielsweise über Durchschnittsverbräuche, bei nicht leitungsgebundenen Energien getroffen werden müssen. Strukturelle Merkmale der Gebäude werden bei dieser Methode nicht erfaßt, so daß die Berücksichtigung der künftigen Veränderung des Wärmebedarfs aufgrund von Verbesserungen des energietechnischen Standards der Gebäude nicht möglich ist.

Bei den unterschiedlichen Methoden wird jeweils der Wärmebedarf für ein Versorgungsgebiet ermittelt, für die strategische Planung eines Versorgungsgebietes ist zusätzlich die Erkenntnis, ob ein Wärmebedarf zu einem bestimmten Zeitpunkt für den Anschluß zur Verfügung, steht wichtig. Diese Entscheidung ist in erster Linie abhängig von der bisherigen Deckung des Wärmebedarfs, das bedeutet von der Heizungsart und dem Alter der vorhandenen Anlage. So steht in der Praxis z. B. bei einer vorhandenen Anlage ein Wechsel zu einem konkurrierenden leitungsgebundenen Energieträger frühestens dann zur Disposition, wenn das vorhandene Beheizungssystem abgeschrieben ist, meist sogar erst dann, wenn es nicht mehr funktionsfähig ist. Mit der Gebäudetypmethode kann eine Korrelation zwischen dem Gebäudealter und dem Wechsel der Heizungsart hergestellt werden.

Der Wärmebedarf ist teilweise für einzelne Gemeinden in Wärmekatastern erfaßt. Die Heizungsart wird für jede Gemeinde in der Kaminfegerkartei geführt. Ist für ein zu untersuchendes Gebiet kein Wärmekataster vorhanden, ist das Gebiet in unterschiedliche Siedlungstypen zu unterteilen und den Siedlungstypen prozentuale Anteile an den Gebäudetypen zuzuordnen. Für die unterschiedlichen Gebäude ist der Wärmebedarf und der Wärmeverbrauch zu berechnen. Im folgenden Kapitel wird kurz die Methode zur Bestimmung des Wärmebedarfs (DIN 4701) und des Wärmeverbrauchs (VDI 2067) vorgestellt und Schlußfolgerungen auf bauphysikalische Veränderungen gezogen.

2.1.2 Bestimmung des Wärmebedarfs von Gebäuden

Die Grundlage jeder Wärmebedarfsberechnung bildet die Wärmebilanz. Bei Nicht-Berücksichtigung unterschiedlich beheizter Räume kann eine grobe Wärmebilanz für die Gebäudehülle aufgestellt werden. Diese ist schematisch in Abbildung 2-3 dargestellt.

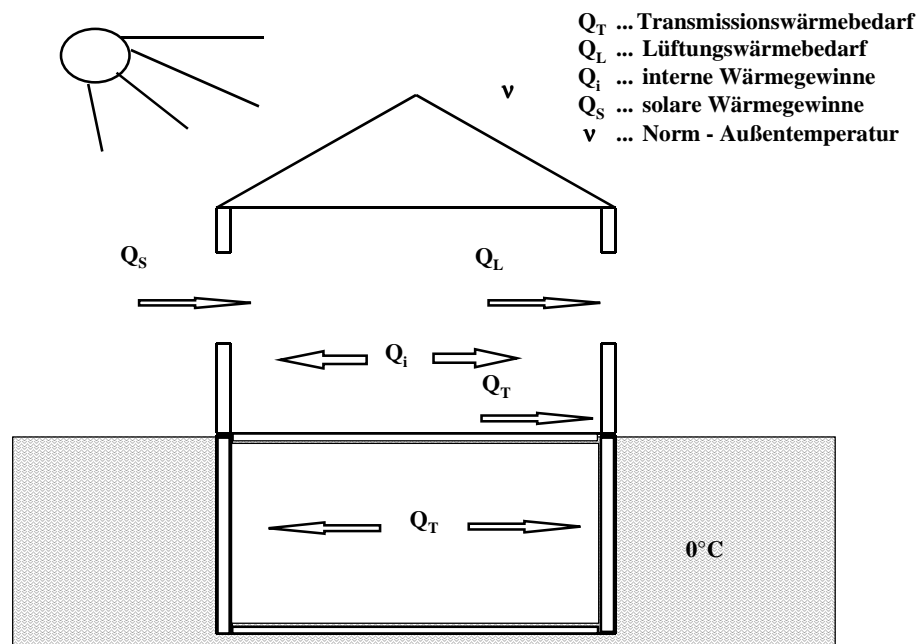


Abbildung 2-3: Wärmebilanz eines Hauses nach Wärmeschutzverordnung 1995

Die Berechnung des Wärmebedarfs eines Gebäudes erfolgt nach DIN 4701 /DIN 4701/. Diese DIN enthält die Berechnungsgrundlagen, Tabellen und Algorithmen für die Berechnung der Heizlast von Gebäuden. Hierin wird der Norm-Wärmebedarf nach Gleichung (2-2) berechnet.

$$\dot{Q}_N = \sum_j \dot{Q}_{Tj} + \zeta \cdot \sum_j \dot{Q}_{Lj} \quad (2-2)$$

mit ζ gleichzeitiger wirksamer Lüftungswärmeanteil

Gleichung (2-2) beinhaltet die Norm-Transmissionsheizlast, die sich wie folgt berechnet:

$$\dot{Q}_T = \sum_j A_j \cdot \dot{q}_j \quad (2-3)$$

mit A_j Fläche des Bauteils j
 \dot{q}_j Wärmestromdichte des Bauteils j

Die Wärmestromdichte der Bauteile kann durch Gleichung (2-4) berechnet werden.

$$\dot{q}_j = k_N \cdot (v_i - v_a) \quad (2-4)$$

mit k_N Norm-Wärmedurchgangskoeffizienten
 v_i Norm-Innentemperatur⁷

⁷ Die Norm-Innentemperatur in Abhängigkeit der Nutzung ist in der DIN 4701-2 für Räume unterschiedlicher Nutzung festgelegt.

v_a Norm-Außentemperatur⁸

Bei Erdbauweise⁹ ist aufgrund der hohen thermischen Speicherfähigkeit des Erdreiches die Außentemperatur mit 0°C anzunehmen.

Der zweite Summand der Gleichung (2-2) entspricht der Norm-Lüftungsheizlast:

$$\dot{Q}_L = \beta_{\min} \cdot V_R \cdot c \cdot \rho \cdot (v_i - v_a) \quad (2-5)$$

mit

β_{\min}	Mindestluftwechselzahl
V_R	Raumvolumen
c	spezifische Wärmekapazität der Luft
ρ	Dichte der Luft

Diese Gleichung vereinfacht sich bei 0,5-fachem stündlichem Raumlftwechsel¹⁰ und berechnet sich dann wie folgt:

$$\dot{Q}_L = 0,17 \cdot V_R \cdot (v_i - v_a) \quad (2-6)$$

Zusätzlich sind nach der Wärmeschutzverordnung 95 die internen Wärmegewinne \dot{Q}_i und solaren Wärmegewinne \dot{Q}_s zu berücksichtigen. Die internen Wärmegewinne ergeben sich durch die Personen und elektrischen Geräte, die sich im Gebäude befinden. Die durchschnittliche Wärmeabgabe pro Person und Tag wird mit 80 W angesetzt. Bei einer mittleren täglichen Anwesenheit von 12 h ergibt sich so eine mittlere Wärmeleistung von 40 W/Person. Elektrische Geräte werden in Summe mit 60 W/Person berücksichtigt.

Die solaren Gewinne \dot{Q}_s ergeben sich durch die kurzweilige Einstrahlung

$$\dot{Q}_s = \sum_i g_i \cdot A_{F,i} \cdot I_{Vert,i} \quad (2-7)$$

mit

g_i	Gesamtenergiedurchlaßgrad
$A_{F,i}$	Fensterfläche inklusive Rahmen
$I_{Vert,i}$	vertikale solare Einstrahlung

wobei i über die Himmelsrichtungen summiert. Der Gesamtenergiedurchlaßgrad g berücksichtigt den

- Energiedurchlaßgrad bei senkrechtem Strahlungseinfall (DIN 4108),
- Korrekturfaktor für nicht senkrechten Einfallswinkel (Faktor 0,9),
- Korrekturfaktor für Rahmenanteil an der Gesamtfläche (Faktor 0,6-0,8),
- Korrekturfaktor für Verschattung (Faktor 0,7-0,95).

Mit Hilfe der Gleichungen (2-2) bis (2-6) kann der Wärmebedarf eines Gebäudes bestimmt werden. Da in Städten und Gemeinden die Bauweise und Baugröße von Gebäuden stark variieren, ist es notwendig, für die Bestimmung des Heizwärmebedarfes eines Gebietes

⁸ Der Berechnung der Norm-Heizlast wird eine Außentemperatur eines Ortes der niedrigste Zweitagesmittelwert zugrunde gelegt, der im Zeitraum von 20-Jahren zehnmal erreicht oder unterschritten wurde.

⁹ Räume mit ausschließlich erdberührten Bauteilen

¹⁰ In Deutschland werden Luftwechselraten von 0,3-0,6/h empfohlen.

entweder eine vereinfachte Berechnung des Heizwärmebedarfs jedes Gebäudes durchzuführen oder die Gebäude Gebäudetypen zu zuordnen (vgl. Kapitel 2.1.3).

Bei der vereinfachten Berechnung des Heizwärmebedarfs eines Gebäudes werden die Innenräume vernachlässigt und von einer Innentemperatur von 20 °C ausgegangen. Der Heizwärmebedarf kann dann bestimmt werden, wenn die Außenmaße des Gebäudes, die Kellerhöhe, die Dachneigung, die Fensterflächen und die k-Werte der Hülle bekannt sind. Die Werte der Norm-Außentemperatur bzw. weitere notwendige Parameter werden der DIN 4701-2 entnommen. Aufgrund der sich wandelnden normativen Vorgaben, aber auch durch zukünftige Baukonzepte und Entwicklungen, sind die unterschiedlichen Einflußfaktoren des Energiebedarfes von Gebäuden zu untersuchen und Tendenzen abzuschätzen. Die Einflußfaktoren für den Neubau sind:

- der Standort des Gebäudes:
 - das Außenklima,
 - Topographie des Standortes, Ausrichtung des Gebäudes (Einflüsse der Raumplanung),
- die Architektur:
 - die Gebäudegeometrie (Oberflächen- zu Volumenverhältnis (A/V-Verhältnis)),
 - die Wärmeverluste des Gebäuden und ihre Wärmegewinne (solare Wärmegewinne, verbesserte Isolierung der Fassade, Fenster).

Von diesen Einflußfaktoren sind für Neubaugebiete hauptsächlich der Standort des Gebäudes und die Gebäudegeometrie ausschlaggebend, da durch die topographische Standortwahl des Neubaugebietes (z. B. Südhang) und durch geeignete Wahl des Straßenverlaufes im Neubaugebiet (Südausrichtung der Gebäude) der Energiebedarf minimiert werden kann. Für bestehende Industrie- und Wohngebiete sind die Wärmeverluste und Wärmegewinne entscheidend für die zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfes. Die Berechnung des Jahresheizwärmeverbrauchs erfolgt nach der VDI-Richtlinie 2067 /VDI 2067/. Die DIN EN 832 /DIN EN 832/ beinhaltet ebenfalls eine Berechnungsmethode für die Bestimmung des jährlichen Wärmebedarfs für Raumheizungen und Warmwasserbereitstellung. Die Methode basiert auf monatlichen Bilanzperioden und soll primär auf den Wohngebäudebereich angewendet werden.

2.1.3 Gebäudetypologie im Bestand

Zur Abbildung der energierelevanten Kriterien des Gebäudebestandes werden Gebäudetypen /Ebel et al. 1990/, /Ebel et al. 1995/ gebildet, mit denen die baulich konstruktiven Merkmale des Bestandes an Wohngebäuden repräsentativ dargestellt werden können. Ein Gebäudetyp wird durch die Kombination von Bauform des Gebäudes und zugeordneter Baualtersklasse gebildet. Für die Einschätzung des Raumwärmeeinsparpotentials entscheidend sind bei jedem Gebäudetyp die Wärmeverluste durch

- die Außenwand,

- die Fenster,
- die Kellerdecke,
- das Dach bzw. die Dachdecke,

jeweils mit Angabe zur Dimensionierung, zum Material und zur Dämmschicht der Bauteile. Die Gebäudegeometrie, d. h. das Verhältnis zwischen Oberfläche zu Volumen, wird durch die Einteilung der Gebäude in Bauformen berücksichtigt. Hierbei kann zwischen den folgenden Bauformen der Gebäude unterschieden werden:

- 1- Familienhaus oder Doppelhaushälften,
- Reihenhhaus,
- kleines Mehrfamilienhaus (bis 6 WE),
- großes Mehrfamilienhaus (bis 12 WE),
- Hochhaus / Blockbau.

Der Gebäudebestand kann des Weiteren in Baualtersklassen eingeteilt werden. Die Einteilung der Bauklassen orientiert sich einerseits an den Verfassungs- und Gebietsänderungen andererseits an den Zeitpunkten, zu denen für den Wohnungsbau wichtige Rahmenrichtlinien (z. B. Inkrafttreten der Wärmeschutzverordnung) wirksam wurden. Hieraus ergeben sich folgende acht Baualtersklassen:

- Die *Baualtersklasse I* entspricht den Gebäuden der Entstehungszeit bis 1918. Im Vergleich zu /Gülec et al. 1994/ wurden die Baualtersklassen „bis 1900“ und „1901-1918“ zusammengefaßt, da es zwischen beiden keine relevanten baukonstruktiven Unterschiede gibt.
- Die *Baualtersklasse II* umfaßt den Entstehungszeitraum 1919-1948.
- Die *Baualtersklasse III* beinhaltet den Entstehungszeitraum 1949-1957. Der 50-er Jahre Baustil ist geprägt durch nicht eingehaltene Mindestanforderungen an den Wärmeschutz aus Gründen der Material- und Geldknappheit. Erst 1956 wurde der Wärmeschutz durch die Änderung der DIN 4108 verbessert, von da betrug die vorgeschriebene Mauerwandstärke 17,5 cm anstatt 11,5 cm.
- *Baualtersklasse IV* reicht von 1958-1968. In den 60-er Jahren wurde die Mindestanforderung durch die DIN 4108 teilweise sogar übertroffen.
- *Baualtersklasse V* entspricht der Zeitraum von 1969-1977, dem Anwendungszeitraum der DIN 4108, Wärmeschutz im Hochbau, Ausgabe 1969. Die Intention dieser Verordnung war es in erster Linie, Bauschäden infolge von Tauwasser, Frostschäden u. ä. zu verhindern, und nicht den Wärmebedarf im Sinne einer Wärmeschutzverordnung zu reduzieren. Vor allem die erste Ölkrise 1973 führte zu einem verbesserten Wärmeschutz bei den Gebäuden.
- Die *Baualtersklasse VI* umspannt den Zeitraum von 1978-1983. Sie ist geprägt durch die Anforderungen der I. Wärmeschutzverordnung von 1977.

- Die *Baualtersklasse VII* (1984-1994) ist durch die II. Wärmeschutzverordnung von 1982 vorgegeben, die zum 1.01.1984 in Kraft getreten ist.
- Die *Baualtersklasse VII* (1995 bis heute) ist geprägt durch die Wärmeschutzverordnung von 1995.

Der Anspruch auf Repräsentativität der Gebäudetypen kann aus der Erfahrung abgeleitet werden, daß zu bestimmten Entstehungszeiten, also bei einheitlichen Baujahrgängen, für bestimmte Bauformen auch weitgehende Übereinstimmungen in der Konstruktionsart, der Dimensionierung der Bauelemente und Materialwahl festzustellen sind.

Gebäudetypenmatrix

Aus der Einteilung der Gebäude in Bauvolumen und Baualtersklasse kann ein Gebäudetypenmatrix aufgestellt werden. In Tabelle 2-2 ist diese Gebäudetypenmatrix für den Jahresheizwärmebedarf pro m² Nutzfläche exemplarisch dargestellt.

Tabelle 2-2: Gebäudematrix für den Jahresheizwärmebedarf pro m² Nutzfläche in [kWh/m²] (Stand 1995)

	1-Familienhaus	Reihen-doppelhaus	Kleines Mehrfamilienhaus (bis 6 WE)	Großes Mehrfamilienhaus (bis 12 WE)	Hochhaus / Blockbau
Baujahr					
bis 1918	212,0		180,0	187,1	-
1918-48	204,7	178,3	167,5	184,9	-
1949-57	260,3	212,9	139,3	169,5	-
1958-68	163,5	202,3	190,9	141,2	112,6
1969-78	170,2	191,8	169,1	152,7	117,3
1979-83	165,5	171,4	125,2	115,8	-
1984-94	135,7	129,1	101,4	95,1	-
ab 1995	101,3	89,2	93,7	72,8	

Die Entwicklung des Jahresheizwärmeverbrauches von Neubauten wird durch die Heizungsanlagenverordnung (HeizAnlV) und die Wärmeschutzverordnung 95 (WSVO'95) geprägt. Diese Verordnungen haben Einfluß auf die technische Entwicklung im Bereich der Haus- bzw. der Gebäudetechnik und die Entwicklung neuartiger Baukonzepte zur Folge. Diese Tendenzen werden durch weiterreichende gesetzliche Veränderungen der Rahmenbedingungen (vgl. Kapitel 2.2.1) verstärkt.

Mit der ersten WSVO 1977 wurden erstmalig den Wärmebedarf von Gebäuden beeinflussende Vorschriften zur Begrenzung des Wärmedurchgangs und der Verluste durch Undichtigkeit wirksam. Abhängig vom Verhältnis der Umhüllungsfläche eines Gebäudes waren maximal zulässige mittlere Wärmedurchgangskoeffizienten der Außenflächen festgelegt worden. Die zweite WSVO trat 1984 in Kraft. Sie schreibt insgesamt weiter abgesenkte Wärmedurchgangskoeffizienten vor. Sowohl die erste als auch die zweite Wärmeschutzverordnung wirken sich in erster Linie auf den rechnerischen Wärmeleistungsbedarf aus. Mit der

WSVO'95 wurde die Leistungsorientierung verlassen und statt dessen eine Mengenorientierung eingeführt. Sie legt die Maximalwerte für den Jahres-Heizwärmebedarf von Neubauten und maximale k-Werte für sanierte Altbauten fest.

2.1.4 Zukünftige Entwicklung des Wärmebedarfes

Die WSVO'95 betrifft in erster Linie Neubauten, allerdings werden im dritten Abschnitt der WSVO'95 auch Regelungen bezüglich Altbauten getroffen. Diese greifen immer dann, wenn an Altbauten Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden, z. B. wenn Fenster ausgetauscht werden. Daher wird sich die Veränderungen des Wärmebedarfes eines Gebäudes bauteilweise entsprechenden der Sanierungszyklen vollziehen. Die energiesparenden Maßnahmen könnten beim Gebäudebestand im Laufe von ein bis zwei Jahrzehnten eingeplant und ausgeführt werden. Hierbei gilt es, in allen drei Bereichen (Wärmedämmung, Lüftung, Wirkungsgrad der Heizungsanlage) ein Optimum unter Berücksichtigung ästhetischer Gesichtspunkte zu erreichen. Die Beziehung zwischen Bauteil und Sanierungszyklus ist in Tabelle 2-3 dargestellt.

Tabelle 2-3: Sanierungszyklus von Bauteilen /Schmitz 1984/, /Ebel et al. 1996/, /Gülec et al. 1994/

Bauteil		Sanierungszyklus
Fenster		Fenster unterliegen einem Sanierungszyklus von rund 30 Jahren ¹¹ .
Wände	ußenwände	Putzfassaden haben eine Standzeit von 40-80 Jahren, Putzfassaden der 50er und 60er Jahre können jedoch nach 30 Jahren sanierungsbedürftig sein. Diese werden auch in der Regel nach energetischen Gesichtspunkten optimiert.
	nnenwände	Innenwände werden in der Regel derzeit nur bei Altbauten vor 1950 energetisch saniert.
Kellerdecken / Oberste Geschoßdecke		Werden über die Lebensdauer eines Gebäudes nicht saniert.
Flachdächer		Flachdächer werden in der Regel nach 20-30 Jahren undicht und sind daher sanierungsbedürftig.
Geneigte Dächer		Eine nachträgliche Sanierung von Dächer findet aufgrund WSVO'95 nur beim Ausbau beheizter Räume gegen die Außenluft statt. Im begrenzten Maße (ca. 30 %) werden Dächer beim Tausch der Ziegel nachträglich isoliert. Die Dachdeckung hat einen Erneuerungszyklus von ca. 30 Jahren.

Bei einer Sanierung von Bauteilen unter Berücksichtigung von energetischen Gesichtspunkten sollte davon ausgegangen werden, daß die in Tabelle 2-4 angegebenen (bei konstanten Energieträgerpreisen) betriebswirtschaftlich optimierten Dämmstoffdicken verwendet werden. In verschiedenen Studien (vgl. z. B /IWU 1997/, /Feist 1997b/) wurde jedoch aufgezeigt, daß zwischen den Energiesparmaßnahmen, die im Allgemeinen durchgeführt werden, und denen, die energetisch und wirtschaftlich sind, eine erhebliche „Lücke“ besteht. Diese Lücke bildet den politischen Handlungsspielraum, der zukünftig ausgeschöpft werden kann.

¹¹ Die Wärmedurchgangskoeffizient von zweifach oder dreifach verglasten Fenstern kann sich bereits nach 10 Jahren verschlechtern, da das in den Zwischenraum der Scheiben gefüllte Gas entwichen ist.

Die Kosten des baulichen Wärmeschutzes hängen vom angestrebten Wärmeschutzstandard ab. Einzelmaßnahmen bzw. deren Kosten lassen sich nur ungenau einem bestimmten Energiekennwert zuordnen, da sich die Maßnahmen überschneiden. Zudem kommt es auf den Gebäudetyp an, in welcher Reihenfolge Maßnahmen wirtschaftlich sind.

Tabelle 2-4: Betriebswirtschaftlich optimale Dämmstoffdicke von Bauteilen (bei konstanten Energieträgerpreisen)

Bauteil		Dämmstoffdicke
Fenster		$k = 1,4 \text{ W} / (\text{m}^2 \text{ K})$
Wände	Außenwände	12 cm
	Innenwände	8 cm
Kellerdecken / Oberste Geschoßdecke		8 cm
Dach	Flachdach o. Dachboden	12 cm
	Steildach	14 cm

Die Entwicklung der Altbausanierung geht teilweise aber über die bisherige Anwendung der Dämmtechnik hinaus. Hierbei spielen vor allem die Balkonverglasung, die hoch wärmegeämmten Fenstersysteme und die verbesserten Dämmstoffe und Dämmsysteme eine Rolle. Zukünftig könnte zusätzlich auch die transparente Wärmedämmung an Bedeutung gewinnen.

Wärmegeämmte Fenstersysteme

Die Fensterflächen sind häufig der energetische Schwachpunkt eines Gebäudes. Die Entwicklung der letzten Jahre hat jedoch dazu geführt, daß neuartige Fenster aufgrund ihrer geringen Wärmeleitung bei gleichzeitiger hoher selektiver Transparenz für Sonnenstrahlen sogar als Wärmequellen im Winter geeignet sind. Die Wärmeschutzverglasung nach dem Stand der Technik entspricht einer 3-Scheibenverglasung, wobei die Scheibenzwischenräume mit Edelgas (z. B. Xenon) gefüllt sind. Die dem Innenraum zugewandte Fensterscheibe ist mit einer Wärmefunktionsschicht überzogen, die für kurzwellige Sonnenstrahlung (380 bis 780 nm) weitgehend transparent ist, aber langwellige Wärmestrahlung im Infrarotbereich reflektiert. Mit diesen Fensterverglasungssystemen lassen sich k_V -Werte von bis zu $0,4 \text{ W} / (\text{m}^2 \text{ K})$ erreichen. Der Schwachpunkt von Fenstersystemen liegt heute immer noch beim Fensterahmen. Der Wärmedurchgangswert k_R liegt im Bereich $1,6$ bis $0,7 \text{ W} / (\text{m}^2 \text{ K})$. Für das gesamte Fenster lassen sich k_F -Werte bis $0,57 \text{ W} / (\text{m}^2 \text{ K})$ erreichen.

Entwicklung verbesserter Dämmstoffe

Heutige Dämmstoffe aus Kork, Mineralwolle, Kunststoffschäum oder auch Altpapier oder Bims haben eine Wärmeleitfähigkeit von $0,03$ bis $0,05 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$ mit einem Mittelwert um $0,04 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$. Um einen Wärmedurchgangskoeffizienten von weniger als $0,3 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ zu erreichen, ist damit eine 12 cm dicke Dämmstärke für Außenwände notwendig. Seit kurzem

sind FCKW-freie Hartschaumdämmstoffe mit einer Wärmeleitfähigkeit zwischen 0,02 und 0,03 W/(m K) verfügbar. Sie erleichtern ohne konstruktiven Mehraufwand die weitere Senkung der Wärmedurchgangskoeffizienten. Zukünftig werden im Baubereich jedoch neu entwickelte Superdämmstoffe verfügbar sein (vgl. Tabelle 2-5). Diese Materialien sind als „Vakuum-Super-Isolation“ (VSI) bekannt und werden bereits für spezielle Anwendungen (z. B. Fernwärmeleitungen oder industrielle Wärmedämmung) eingesetzt. Sie haben eine Wärmeleitfähigkeit von weniger als 0,004 W/(m·K). Im Vergleich zu konventionellen Dämmstoffen sind daher solche VSI-Elemente wesentlich dünner.

Tabelle 2-5: Vergleich konventioneller Dämmung mit VSI-Dämmung

	Konventionelle Dämmung	VSI-Dämmung
Anfangs k-Wert	1,3 W/(m ² K)	1,3 W/(m ² K)
Maßnahme	Außendämmung mit 12 cm Termohaut	Außendämmung mit 4 cm VSI Gesamtdicke 7cm
End k-Wert	0,27 W/(m ² K)	0,1 W/(m ² K)
Energieeinsparung	79%	93%

Balkonverglasung

Baukonstruktive Mängel an Balkonen bzw. in deren unmittelbaren Bereich müssen notwendigerweise behoben werden. Daher besteht im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen die Option, eine Verglasung der Balkone vorzunehmen. Die energetische Effekt beruhen auf der zusätzlichen Dämmwirkung, der Minderung von Wärmebrücken und der passiven Solargewinne. Die Einsparpotentiale hängen von der Orientierung der Glasflächen und extrem vom Nutzerverhalten der Bewohner ab, da teilweise der zusätzlich gewonnene Raum „mitgeheizt“ wird bzw. zusätzliche Lüftungswärmeverluste anfallen.

Transparente Wärmedämmung

Die auf eine lichtundurchlässige (opake) Wand auftreffende Solarstrahlung kann nur zu einem geringen Teil genutzt werden. Bei der Absorption von Sonneneinstrahlung kann sich die Außenfläche zwar erwärmen, aber wegen der geringen Wärmeleitfähigkeit der Dämmschicht tritt auch bei einer großen Temperaturdifferenz nur relativ wenig Wärme nach innen. Im Gegensatz dazu wird bei der transparenten Wärmedämmung (eine transparent gedämmte Wand) die Wärmestrahlung durch die Dämmschicht hindurch gelassen und an der dunklen Wand absorbiert. Bedingt durch den hohen Wärmedurchlaßwiderstand¹² des Dämmmaterials wird ein Großteil der Wärme in das Mauerwerk eingeleitet.

¹² Transparente Wärmedämmung mit Aerogelgranulat (20 mm) zwischen eisenarmem Glas mit einem Luftspalt hat einen k-Wert von 0,8 W / (m² K) und einen g-Wert von 0,4.

Transparente Wärmedämmungssysteme haben mittlerweile einen technischen Stand erreicht, der einen kommerziellen Einsatz an Gebäuden erlaubt¹³. Ausschlaggebend für eine breite Einführung ist ein vertretbares Kosten-Nutzen-Verhältnis. Die Kosten der transparenten Wärmedämmung liegen mit ca. 300 DM/m² bei einer kompletten Sanierung relativ hoch. Vergleicht man die äquivalenten Energiekosten, d. h., die Kosten pro eingesparter Energie, der unterschiedlichen Solarkonzepte, so stellt man fest, daß Solarkollektoren für die Warmwassererwärmung als Einziges in die Nähe der Wärmegestehungskosten konventioneller Heizungs- und Brauchwassererwärmungsanlagen kommen. Ein Vergleich der verschiedenen Solarkonzepte ist in Tabelle 2-6 dargestellt.

Tabelle 2-6: Wirtschaftlichkeit von Solarkonzepten /Bine 1998/

Solare Maßnahme	Dimensio- nierung pro WE ¹⁾ in [m ²]	spezifische Investitionen in [DM/m ²]	Investitionen pro WE ¹⁾ in [DM]	Jährliche Kapital- kosten in [DM/a]	Jährliche Energie- einsparung in [kWh/a]	äquivalente Wärmekosten in [DM/kWh]
Balkonverglasung	-	-	4000 – 13000	260 – 830	0 - 1.000	0,38 und höher
Transparente Wärmedämmung	10	300 – 850	3000 – 8500	190 – 540	500 – 1000	0,28 - 0,80
Solarkollektoren für Warmwasser	4	700 - 1.200	2800 - 4800	180 – 310	Ca. 2200	0,15 - 0,25

¹⁾ WE = Wohneinheit ca. 100 m²

Auswirkungen auf die Haustechnik

Die verbesserte Dämmung der Gebäudehülle wird in den kommenden Jahren die folgenden Veränderungen im Bereich der Haustechnik bewirken (vgl. z. B. /Böhm 1997/, /Kring 1996/, /Läge 1995/ oder /N.N. 1995/):

- Die Heizleistungen für Raumheizungen wird niedriger, da aufgrund der Wärmeschutzverordnung der Wärmebedarf von Gebäuden reduziert wird.
- Die Dimensionierung des Wärmetauschers oder des Heizkessels erfolgt im Neubau in Abhängigkeit des Brauchwasserbedarfs, da bei Berücksichtigung des Brauchwasserkomforts der Heizkessel nicht beliebig verkleinert werden kann. Die Komfortuntergrenze ergibt sich bei der Brauchwassererwärmung durch die maximale Nachladezeit eines Speicher-Brauchwasser-Erwärmers nach einem Wannenbad (ca. 160 Liter) von 30 bis 40 Minuten. Dies entspricht einer minimalen Kesselleistung von ca. 10 kW. Mehrfamilienhäuser bis zu 20 WE haben einen höheren Leistungsbedarf durch die Trinkwassererwärmung als für die Heizung.
- Der Anteil der Lüftungsheizlast nimmt zu, d. h., die prozentuale Verteilung des Jahreswärmebedarfes für Transmission, Lüftung, Warmwasserbereitung und Wärmeverteilung wird sich verändern. In der Vergangenheit wurde maximal 1/3 des Jahres-

¹³ Probleme bereitet teilweise noch die regelbare Verschattung für die Sommerzeit.

wärmebedarfes zur Deckung der Lüftungswärmeverluste aufgewendet. Zukünftig wird bei gut gedämmten Häusern hierfür 50 bis 60 % des Jahreswärmebedarfes benötigt.

- Das Nutzerverhalten beeinflusst in größerem Maße den Primärenergieverbrauch baugleicher oder ähnlicher Gebäude.
- Die inneren und äußeren Wärmegewinne schwanken stärker.
- Die Brennwerttechnik kann im Gebäudebestand nur bei ausreichender Isolation oder entsprechend vergrößerten Heizflächen im Brennwertbereich arbeiten.

Diese Veränderungen werden Auswirkungen auf die Weiterentwicklung der Haustechnik haben, da im zunehmenden Maße dynamisches bzw. instationäres Verhalten durch räumlich und zeitlich eingeschränkten Heizbetrieb die Auslegung aller Komponenten einer Heizungsanlage bestimmt. Die entscheidenden Bereiche sind:

- der Kessel oder Wärmetauscher, bei dem sich die Verhältnisse zwischen Warmwasserbereitung und Heizwärmeversorgung vertauschen,
- die regelungstechnische Komponenten der Heizungsanlage werden weiterentwickelt,
- das Rohrnetz im Haus, das besser wärmeisoliert wird, um Wärmeverluste zu verringern,
- die Heizkörper, deren Abgabewärmeleistung sich bei gleicher Dimensionierung steigert. Für die Altbausanierung gibt es bereits niedrige (70 mm) Fußbodenheizungsmodule.

Diese Entwicklungen werden durch veränderte gesetzliche Rahmenbedingungen beeinflusst (vgl. Kapitel 2.2.1), da die technischen Komponenten der Heizungsanlage direkt den Energieverbrauch beeinflussen.

2.1.5 Wärmebedarf auf unterschiedlichem Temperaturniveau

Das Temperaturniveau des Wärmebedarf der Verbraucher ist uneinheitlich. Um eine erzeugte Wärmemenge optimal auszunutzen, kann eine exergetische Optimierung von Erzeugungs-, Verteilungs- und Verbrauchsprozessen durchgeführt werden. Ziel der exergetischen Optimierung ist es jedoch nicht nur, die Wärmerückgewinnung zu optimieren, sondern Wärme auf dem Temperaturniveau bereitzustellen, auf dem sie benötigt wird. Der Temperaturbereich unterschiedlicher Wärmeerzeuger ist in Tabelle 2-7 dargestellt.

Der Einsatz von Wärme erfolgt bei Temperaturen, die sich aus dem angestrebten Nutzen (z. B. Schmelzen von Metall) und dem eingesetzten Verfahren (z. B. Induktionsofen) ergeben. Aufgrund des Zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik liegt die Temperatur der eingesetzten Prozeßwärme stets höher als die Temperatur des Produktionsprozesses bzw. die Temperatur der anfallenden Abwärme - außer bei exothermen chemischen Reaktionen - stets niedriger als die Anfangstemperatur.

Tabelle 2-7: Temperaturbereich unterschiedlicher Wärmeerzeuger

Wärmeerzeuger		Leistungsbereich	Temperaturbereich
Blockheizkraftwerk	Normal	$\geq 7 \text{ kW}_{\text{th}}$	80 °C
	Heißgekühlt	$\geq 7 \text{ kW}_{\text{th}}$	bis 120 °C
Brennstoffzelle	Normal	$\geq 215 \text{ kW}_{\text{th}}$	74 °C
	Hochtemperaturskopplung	$\geq 215 \text{ kW}_{\text{th}}$	bis 120 °C
Hackschnitzelfeuerung		0,1-2 MW _{th}	bis 130 °C
Solarthermie mit Speicher	Normal	0,1-2 MW _{th}	60-70 °C
	Kurzfristig	0,1-2 MW _{th}	95 °C
Elektrische Wärmepumpe		0,1-2 MW _{th}	bis 75 °C
Gasmotor-Wärmepumpe		0,3-2 MW _{th}	bis 75 °C
Niedertemperatur-Heizkessel		0,1-2 MW _{th}	bis 130 °C
Brennwert-Heizkessel		0,1-2 MW _{th}	bis 130 °C
Abwärmenutzung		0,2-2 MW _{th}	bis 400 °C
Entnahme-Kondensationskraftwerk		10-500 MW _{th}	bis 450 °C
Entnahme-Gegendruck-Heizkraftwerk		10-500 MW _{th}	bis 450 °C

Um die Arbeit zu berechnen, die sich aus einer gegebenen Wärmemenge gewinnen läßt, wird eine Wärme-Kraft-Maschine betrachtet. Dabei handelt es sich um ein geschlossenes System, das in einem zeitlich stationären Prozeß den Wärmestrom \dot{Q} aus einem Reservoir der Temperatur T aufnimmt, die mechanische Leistung $-P$ abgibt und außerdem den Wärmestrom $-\dot{Q}_0$ an ein anderes Reservoir der Temperatur T_0 abführt. Die Energiebilanz der Wärme-Kraft-Maschine lautet

$$\dot{Q} + \dot{Q}_0 + P = 0 \quad (2-8)$$

Fügt man die Entropiebilanz ein, so erhält man

$$-P = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \cdot \dot{Q} - T_0 \dot{S}_{\text{irr}} \quad (2-9)$$

mit \dot{S}_{irr} als Entropie eines irreversiblen Prozesses. Der thermische Wirkungsgrad der Wärme-Kraft-Maschinen

$$\eta_{\text{therm}} = \frac{-P}{\dot{Q}} \quad (2-10)$$

kann höchstens den Wert des Carnot-Wirkungsgrad

$$\eta_{\text{therm}} = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \quad (2-11)$$

annehmen, wenn die Maschine reversibel arbeitet. Reale Wärme-Kraft-Maschinen können jedoch nicht reversibel arbeiten, sondern sind mit Verlusten behaftet, die dazu führen, daß die Effizienz des realen Prozesses von dem Carnot-Wirkungsgrad abweicht. Zu diesen Verlustmechanismen zählen notwendige Temperaturdifferenzen für die Wärmeübertragung mit endlich großen Übertragungsflächen sowie die nicht isentropen Zustandsänderungen von Turbinen und Pumpen (innere Turbinen- und Pumpenwirkungsgrade).

Auf Basis dieser Überlegungen kann die Exergie der Wärme mit Gleichung 2-11 berechnet werden. Per Definition wird unter Exergie derjenige Anteil einer Energiemenge verstanden, der sich uneingeschränkt in Arbeit umwandeln läßt. Der verbleibende Rest wird als Anergie bezeichnet. Die maximale mechanische Leistung einer Wärme-Kraft-Maschine und damit der Exergiestrom \dot{E}_Q , der mit dem Wärmestrom \dot{Q} einhergeht, ergibt sich bei reversibler Prozeßführung aus

$$\dot{E}_Q(T, T_0) = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \cdot \dot{Q}. \quad (2-12)$$

Die Exergie der Wärme E_Q ergibt sich durch Integration über die Zeit. Um die Möglichkeiten der Wärmerückgewinnung beurteilen zu können, sind detaillierte Kenntnisse über die beteiligten Prozesse und die dabei auftretenden Temperaturen erforderlich. Bei der Exergieanalyse von Systemen wird der zu untersuchende Gesamtprozeß in irreversible Einheitsprozesse zerlegt, die durch stationäre Ströme verbunden sind. Diese Ströme werden durch Größen wie z. B. Temperatur, Druck, Enthalpie und pro Zeiteinheit transportierte Masse gekennzeichnet. Mit Hilfe der Exergieoptimierung wird danach ermittelt, inwieweit die Abwärmeströme, die bei der Exergieanalyse identifiziert wurden, im Rahmen der Qualitätsforderungen an anderer Stelle erneut genutzt werden können. Als Bewertungskriterium für den Wärmebedarf und auch für die Abwärme kann die Qualität Q /Groscurth 1991/ einer Enthalpie H als

$$\text{Qualität } Q := \text{Menge Exergie } E_Q / \text{Menge Enthalpie } H \quad (2-13)$$

definiert werden. Da die Qualität der Energie in jedem irreversiblen Prozeß abnimmt, kann die Wiederverwendung über Wärmetauschernetzwerke nur auf niedrigerem Qualitätsniveau erfolgen. Wird dagegen zusätzliche Exergie bereitgestellt, wie dies in Wärmepumpen geschieht, so ist auch eine Nutzung auf einem höheren Qualitätsniveau möglich. Ziel der Exergieoptimierung ist es, innerhalb des Bedarfsprofils Nutzungsketten zu finden, in denen eine einmal eingesetzte Energiemenge möglichst oft genutzt wird, bevor die Exergie vollständig aufgebraucht ist. Diese Wärmerückgewinnung durch Abwärmennutzung ist bei zahlreichen industriellen Prozessen möglich und kann insbesondere im unteren Temperaturbereich zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden. Voraussetzung ist jedoch die räumliche Nähe zur Abwärmequelle (z.B. Chemische Industrie, Eisen- und Stahlindustrie) und eine kalkulierbare Verfügbarkeit. Da die Abwärme oft produktionsabhängig und nicht kontinuierlich anfällt, ist meistens eine Kombination mit einem konventionellen Wärmeerzeuger notwendig. Im Regelfall werden keine Investitionen sondern nur variable Kosten eingespart, da der Ersatzwärmeerzeuger für den Spitzenbedarf ausgelegt werden muß. Daher kann bei Industrieabwärmeeinspeisung argumentiert werden, daß einerseits der Anschluß an ein Nahwärmenetz sich nur für einen Industriebetrieb lohnt, wenn die gelieferte Wärme entsprechend bezahlt wird, andererseits die Netzanbindung durch die Substitution notwendiger Kühlkapazitäten

finanziert werden (vgl. z. B. /Mathenia 1984/). Um die Möglichkeiten der Wärmerückgewinnung allgemein abzuschätzen, ist es notwendig, den Prozeßwärmebedarf in Abhängigkeit der Temperatur in verschiedene Temperaturbereiche zu klassifizieren. Für die Berechnung oder Abschätzung des Temperaturniveaus sind Verfahren einzusetzen, wie sie z. B. von /Schaefer 1985/ vorgestellt wurden, da der Wärmebedarf in den meisten offiziellen Statistiken lediglich anhand des Enthalpiegehaltes der Wärme oder nur für die Endenergiemenge, aus der die Wärme erzeugt wurde, ausgewiesen wird.

Prozeßwärme kann im Niedertemperaturbereich real von 120 °C bis ca. 180 °C und Stattendampf bis 250 °C mit Hilfe von Fernwärme bereitgestellt werden. In allen technischen Bereichen der Bereitstellung von Prozeßwärme existieren elektrische Konkurrenzverfahren (vgl. z. B. /Baake 1996/). Teilweise haben elektrische Konkurrenzverfahren wirtschaftliche Vorteile, da sich die Temperatur und der Ort der Erwärmung besser steuern läßt und dadurch kürzere Produktionszeiten erzielt werden können (z. B. Backen von Fabrikbrot). Die Wirtschaftlichkeit bestehender Fernwärmenetze hängt von der Auslastung und von einer exergetisch optimalen temperaturabhängigen Verteilung der Wärme ab. D.h. in Fernwärmenetzen ist z. B. auszunutzen, daß Industriezweige ganzjährig Prozeßwärme bis zu einem Temperaturminimum von 110° C benötigen, konventionelle Heizungssysteme zur Erzeugung von Raumwärme mit einer Temperaturspreizung von 90/70 °C bzw. Niedertemperaturheizungen mit einer Temperaturspreizung von 55/45° C und einer jährlichen Vollbenutzungsstunden von bis zu 2000 h/a arbeiten. Aufgrund dieser Temperaturdifferenz ist eine Integration geeigneter Abnehmer (vgl. z. B. Tabelle 2-8) und eine Anordnung der Verbraucher entsprechend ihrer Temperaturreihe anzustreben. Bei der Verteilung bestehender Abwärmemengen ist zu beachten, daß die Verteilungsmöglichkeiten vom Rohrleitungssystem abhängen. Für Temperaturen über 135 °C werden in der Verteilung von Heißwasser und Dampf Stahlmantelrohre eingesetzt. Sinkt die Temperatur unter 135 °C, so ist der Einsatz von Kunststoffmantelrohren möglich. Unterhalb von 90 °C können Kunststoffmediumrohre verwendet werden. Da jedoch die Verlegekosten der unterschiedlichen Rohrleitungssysteme mit geringeren Temperaturanforderungen abnehmen ist eine exergetische und wirtschaftliche Optimierung notwendig.

Neben der Vorlauftemperatur ist ein wichtiger Einflußfaktor für die Wirtschaftlichkeit der Fernwärme die Rücklauftemperatur im Fernwärmeversorgungsnetz. Übertragungskapazität, Pumpaufwand, Wärmeverluste und der Wirkungsgrad bei der KWK hängen von diesem Parameter ab. Eine Senkung der Rücklauftemperatur erhöht die Temperaturspreizung im Netz und senkt dadurch den notwendigen Volumenstrom. Es ergibt sich eine Reduktion der erforderlichen Pumpleistung und damit Einsparungen bei den Pumpstromkosten. Das Ausmaß der Auskühlung des Fernheizwassers wird durch die Kundenanlagen bestimmt. Durch entsprechende Einstellung des Mengenbegrenzers des Heizwasserdurchflusses in den Hausstationen oder durch Vergrößerung der Heizflächen (z. B. Fußbodenheizung) kann die Rücklauftemperatur weiter gesenkt werden. Das System wird dadurch weiter exergetisch optimiert.

Tabelle 2-8: Warmwasserbedarf für Gebäude, mit gewerbliche und industrielle Nutzung

Objekt	Bedarfsmenge [l/BE ¹⁾]	Brauchwasser- temperatur	Wärmemenge [kWh/ BE ¹⁾]	Bezugseinheit (BE)
Allg. Wohnungsbau	30-45	45 °C	2,6-4	Person und Tag
Einfamilienhäuser	45-60	45 °C	4-5,4	Person und Tag
Bäckerei	100-150	45 °C	4-6	Beschäftigter und Tag
Brauerei	250-300	60 °C	14,5-17,5	100 l gebräutes Bier
Büros und Verwaltungsgebäude	10-40	45 °C	0,5-1,5	Beschäftigter und Tag
Metzgerei (ohne Produktion)	150-200	55 °C	6-8	Beschäftigter und Tag
Metzgerei (mit Produktion)	400-500	45 °C	21-26	Beschäftigter und Tag
Friseursalon	150-200	45 °C	6-8	Beschäftigter und Tag
Kantinenküchen	1,5-2,5	55 °C	0,1-0,15	Essenportion
Kasernen	30-50	45 °C	1-2	Person und Tag
Kaufhäuser	10-40	45 °C	0,5-1,5	Beschäftigter und Tag
Krankenhäuser	100-300	60 °C	6-18	Tag und Bett
Molkereien	1-1,5	75 °C	0,1-0,15	Liter Milch
Schlachthäuser	4500-5000	60 °C	260-290	Stunde
Schulen (ohne Duschen)	5-15	45 °C	0,2-0,6	Schüler und Tag
Schulen (mit Duschen)	30-50	45 °C	1-2	Schüler und Tag
Sportanlagen (mit Duschen)	50-70	40 °C	2-2,5	Sportler und Tag
Wäschereien	250-300	75 °C	19-23	100 kg Trockenwäsche

¹⁾ Bezugseinheit

Quelle: /Buderus 1994/, /Recknagel 1999/

2.2 Veränderungen der Rahmen- und Randbedingungen der Wärmeversorgung

Strategische Überlegungen müssen Möglichkeiten veränderter Rand- und Rahmenbedingungen abschätzen und beurteilen, um realistische Szenarien zu erzeugen, die es ermöglichen, Entscheidungsalternativen aufzustellen. Für die Potentialabschätzung leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme sind dies in erster Linie die Entwicklung des Wärmebedarfes, Veränderungen von technologischen Randbedingungen und mögliche politische Vorgaben. In Tabelle 2-9 werden mögliche allgemeine Veränderungen der Rand- und Rahmenbedingungen aufgeführt.

Tabelle 2-9: Mögliche künftige Rahmenbedingungen der Wärmeversorgung

	Heute	mittelfristig (≈5-20 Jahre)	langfristig (> 20 Jahre)
Rahmenbedingungen	<ul style="list-style-type: none"> • Einsparungen/Wärme-schutzverordnung • keine bindenden CO₂ - Reduktionen • minimaler Bedarfszu-wachs • Stromwettbewerb 	<ul style="list-style-type: none"> • steigender Gas- und Öl-preis • Sättigungseffekte bei Wärmeeinsparungen • bindende CO₂-Minder-ungsverpflichtungen • Zuwachs beim Pro-zeßwärmebedarf 	<ul style="list-style-type: none"> • Übergang zur CO₂-freien Energieversorg-ung • Komplexe regionale Wärmeversorgungs-systeme • Qualitativ neue Wärme-märkte • Revolutionäre tech-nische Lösungen der Wärmeversorgung
Vorrangige systemanalytische Fragestellungen	<p>a) Wettbewerbsfähigkeit der Fernwärme für ausgewählte Objekte (z. B. „Stuttgart 21“)</p> <p>b) Rationalisierung bestehender Fernwärme-versorgungssysteme (Verdichtung und periphere Erweiterung / Ausschöpfen von Kapazitäts- u. Effizienz-reserven)</p>	<p>Begrenzte regionale Kopplung öffentlicher und nicht öffentlicher Wärmeversorgung zwecks:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Effizienter gemein-samer CO₂-Minderung • effizientem Wandel der Primärenergie-struktur der Strom- und Wärmeversorgung 	<p>Flächendeckende Lösungen für eine CO₂-freie Ener-gieversorgung unter Einbe-ziehung der qualitativ neuen Möglichkeiten der Erzeugung, Verteilung und Verwendung von Wärme</p>
Methodische Anforderungen	<p>zu a) Objektkonkrete Einzeluntersuchungen</p> <p>zu b) Tools zur Identifi-zierung und Bewertung von Rationalisierungs- und Er-weiterungspotentialen</p>	<p>Modellierung und Opti-mierung komplexer Wär-meversorgungssysteme mit hinreichender regionaler und technologischer Auf-lösung</p>	<p>Flächendeckende techno-logisch hoch aufgelöste Modellierung und Opti-mierung komplexer Ener-gieversorgungssysteme</p>

Auf kommunaler Ebene können die Rahmen- und Randbedingungen durch CO₂Minderungsprogramme oder die Bauleitplanung beeinflusst werden. Diese CO₂-Minderungsprogramme könnten z. B. die folgenden Fördermaßnahmen beinhalten:

- Finanzieller Zuschuß für den Einbau von Brennwertkessel in Erdgasvorzugsgebieten,
- finanzieller Zuschuß für die Umstellung auf Fernwärme in Fernwärmeevorzugsgebieten,
- Investitionszuschuß für Maßnahmen zur Wärmedämmung an Altbauten,
- Investitionszuschuß für größere thermische Solaranlagen,
- Fachberatung zur rationellen Energieanwendung bei Industrie, Gewerbe und Verwaltung,
- Beratung von Kunden aus Privathaushalten.

Mit der Bauleitplanung steht den Kommunen ein Steuerinstrument zur Verfügung, das den Rahmen für kommunales Verwaltungshandeln bei der Planung von Neubaugebieten vorgibt. Die gesetzliche Grundlage basiert auf dem Baugesetzbuch (BauGB). Aufgabe der Bauleitplanung ist es, die bauliche und sonstige Nutzung der Grundstücke in der Kommune nach Maßgabe des Baugesetzbuches (§ 1 Abs. 1 BauGB) vorzubereiten und zu leiten. Im Rahmen der kommunalen Energieplanung sollte die Bauleitplanung bereits im Vorfeld baulicher Maßnahmen (z. B. verbesserter Wärmeschutz eines Gebäudes) den künftigen Heizenergiebedarf eines Neubaugebietes durch energiegerechte städtebauliche Lösungen günstig beeinflussen. Eine wesentliche Weichenstellung stellt bereits die Wahl der Siedlungsart dar. Unabhängig vom Dämmstandard wirkt sich das vom Gebäudetyp abhängige Außenflächen-/Volumen-Verhältnis (A/V) als Faktor auf den Heizwärmebedarf aus. Je kleiner das A/V -Verhältnis wird, desto geringer ist der Heizwärmebedarf, da bei gleichbleibenden Volumen V durch eine kleinere Außenfläche A weniger Heizwärme¹⁴ verloren geht. So wird mit den städtebaulichen Festsetzungen über die Gebäudegeometrie (Bauweise, Geschößzahl, First- und Traufhöhe, Dachform, Geschößflächenzahl¹⁵ (GFZ), Gebäudegrundflächenzahl¹⁶ (GRZ), Art und Größe zulässiger Dachaufbauten) der spezifische Wärmeverlust der zukünftigen Gebäude innerhalb einer Spannweite (bis zu 60 kWh/m²a) beeinflusst.

Der Energiegewinn durch aktive und vor allem passive Sonnenenergienutzung sowie die Möglichkeiten der wirtschaftlichen Erschließung des Gebietes mit leitungsgebundenen Energieträgern wird ebenfalls überwiegend durch städtebauliche Festsetzungen beeinflusst. So können unter anderem die Höhenentwicklung und Dachform der Gebäude, Stellung der Gebäude, ihre über die bebaubare Grundstücksfläche bestimmte Lage zueinander und den Verlauf der Straßen beeinflusst durch städtebauliche Vorschriften festgelegt.

2.2.1 Auswirkungen zukünftiger Wärmeschutzverordnungen

Der Anteil der Neubauten (< 3%) am gesamten Gebäudebestand ist in Deutschland im Vergleich zum Anteil der Altbauten (> 97%) gering. Daher spielt bei der Reduzierung von Brennstoffverbrauch und CO₂-Emissionen die Sanierung des Altbaus kurzfristig eine wesentlich größere Rolle als die energetische vorbildliche Gestaltung des Neubaus. Da Wärmedämm-Maßnahmen bei den heutigen Energiepreisen im Gebäudebestand unwirtschaftlich sind, wenn sie nur zur Energieeinsparung durchgeführt werden, sollte der Neubau zumindest ein Standard erhalten, der eine teure Sanierung aus Umweltschutzgründen in naher Zukunft überflüssig macht.

¹⁴ Hierbei ist jedoch bedenken, daß die Transmissionswärmeverluste absolut und relativ immer kleiner werden, so daß dieser Effekt zukünftig abnehmen wird.

¹⁵ Verhältniszahl zwischen der Summe aller anrechenbaren Nutzflächen und der Baugrundstücksfläche.

¹⁶ Verhältniszahl zwischen der Gebäudegrundfläche und der Baugrundstücksfläche.

Die in Vorbereitung¹⁷ befindliche Energiesparverordnung 2000 soll die Wärmeschutzverordnung von 1995 und die Heizungsanlagen-Verordnung 1994 fortschreiben und zusammenführen. Sie soll den Jahres-Primärenergiebedarf in Abhängigkeit des A/V-Verhältnis des Wohngebäudes begrenzen. Es ist beabsichtigt, Wärmedämmung und Anlagentechnik gleichwertig zu behandeln (vgl. Abbildung 2-4). Dadurch wird die bessere Wärmedämmung zur Begrenzung des Heizwärmebedarfs verrechenbar gegen Maßnahmen zur Verbesserung des Anlagennutzungsgrades und umgekehrt. Zusätzlich soll die Warmwasserbereitung berücksichtigt werden.

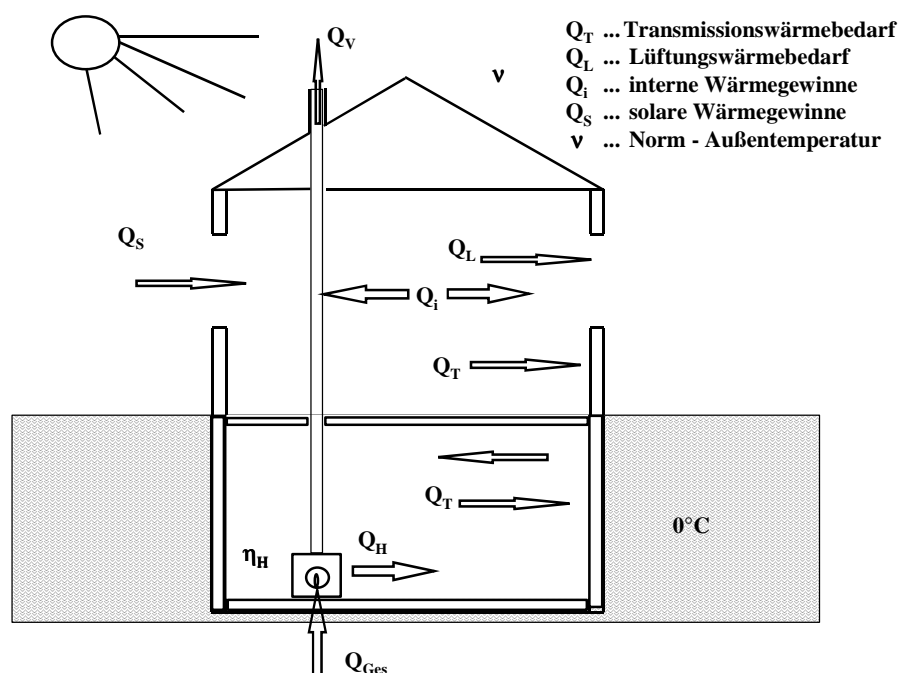


Abbildung 2-4: Anforderungsschema der Energiesparverordnung

Wie aus Abbildung 2-4 ersichtlich, wird das Berechnungsschema der Wärmeschutzverordnung von 1995 um Komponenten der Anlagentechnik erweitert. Der Jahres-Primärenergiebedarf eines Wohngebäudes in Abhängigkeit des Jahres-Heizwärmebedarf, dem Warmwasser-Wärmebedarfs und der Anlagentechnik berechnet sich aus Gleichung (2-14).

$$Q_p = (Q_H + Q_W) \cdot e_p \quad (2-14)$$

mit

Q_p	Jahres-Primärenergiebedarf
Q_H	Jahres-Heizwärmebedarf
Q_W	Warmwasser-Wärmebedarf
e_p	Anlagenaufwandszahl

Durch die Anlagenaufwandszahl e_p sollen Verteilungs-, Speicher-, Übergabeverluste, der Nutzungsgrad des Heizungssysteme und der Warmwasserbereitstellung sowie die Bereit-

¹⁷ Die Energiesparverordnung ist in der Zwischenzeit am 1.02.2002 in Kraft getreten.

stellung des eingesetzte Primärenergieträger berücksichtigt werden. Dadurch können mit Hilfe einer intelligente Anlagentechnik (z. B. Wärmerückgewinnung) Einsparpotentiale erschlossen werden.

Neben der Berücksichtigung der Heizungstechnik werden mit der ESVO 2000 gegenüber der WSVO 95 für den Normwärmebedarf höhere Anforderungen gelten. Die zukünftige ESVO 2000 wird den Normwärmebedarf auf dem Niveau eines Niedrigenergiehaus vorschreiben. International wurde der Begriff „low energy house“ bereits 1979 in Schweden eingeführt /Adamson 1979/. Seit 1991 ist in Schweden für jeden Neubau Niedrigenergiebauweise obligatorisch. Das Niedrigenergiehaus bezeichnet einen Baustandard, nicht eine Bauweise oder eine Bauform. Aus jedem Gebäudeentwurf kann durch sorgfältige Gestaltung der Details ein Niedrigenergiehaus werden. Das Niedrigenergiehaus wird definiert durch die Höhe des verbleibenden Heizwärmebedarfs. Hierbei darf der Heizwärmebedarf bezogen auf die Wohnfläche in einem Einfamilienhaus-Niedrigenergiehaus $70 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$, in einem Mehrfamilien-Niedrigenergiehaus $55 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ nicht übersteigen. Die geforderten niedrigen Energiekennwerte sind auf unterschiedlichen Wegen zu erreichen, es erfolgt keine Festlegung von k-Werten, Fensterflächenanteilen, A/V-Verhältnissen oder gar Baukonstruktionen und haustechnischen Einrichtungen. Jedoch müssen in einem Niedrigenergiehaus ein komfortables Innenklima und hygienische Raumlufthverhältnisse eingehalten werden. Der Jahresheizwärmebedarf von Niedrigenergiehäusern liegt um 25 bis 40 % unter dem Niveau der gültigen Wärmeschutzverordnung von 1995.

Ein Gebäude wird vor allem durch folgende Wärmeschutzmaßnahmen an den Außenbauteilen zum Niedrigenergiehaus /Feist 1997a/:

- Dachkonstruktion mit mehr als 25 cm hochwertigem Dämmstoff,
- Außenwände und andere nichttransparente Bauteile mit 15 cm Wärmedämmschicht oder mehr,
- Fenster müssen mindestens eine Wärmeschutzverglasung aufweisen.

Damit ergeben sich die in Tabelle 2-10 dargestellten Entwicklungen bei den k-Werten.

Teilweise werden zusätzlich technische Komponenten der Wärmezeugung bzw. der Wärmerückgewinnung empfohlen:

- Verringerung der Lüftungsverluste durch kontrollierte Lüftung und Wärmerückgewinnung.
- Ausstattung der Gebäude mit Brennwerttechnik
- Solarnutzung über ein Flachkollektorfeld zur Trinkwassererwärmung

Diese beeinflussen jedoch die Entwicklung des Bedarfs nur unwesentlich.

Tabelle 2-10: Veränderung der k-Werte in Abhängigkeit unterschiedlicher Wärmeschutzstandards

	WSVO 95	Niedrigenergiehaus	Passivenergiehaus* ¹⁸
Außenwand	0,6-0,4	0,25-0,2	0,2-0,12
Keller	0,5-0,4	0,35-0,3	0,2-0,1
Dach	0,3-0,2	0,2-0,15	0,15-0,075
Fenster	2,6-1,6	1,5-1,0	1,0-0,6

* zusätzlich 85% Wärmerückgewinnung durch kontrollierte Lüftung

2.2.2 Auswirkungen der Liberalisierung der Energiemärkte auf den Wärmemarkt

Die Liberalisierung der Energiemärkte wird durch das am 29. April 1998 in Kraft getretene „Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts“ geregelt. Nach § 1 ist der Zweck des Gesetzes neben einer sicheren und preisgünstigen Energieversorgung auch die Umweltverträglichkeit. Hierbei kommt der Nutzung der KWK (§ 2 Abs. 4 Satz 2) eine besondere Bedeutung zu. Es handelt sich um eine gesetzgeberische Wertentscheidung, der die Bedeutung der KWK und damit der Fernwärme für die Umweltverträglichkeit hervorhebt. Der Elektrizitätswettbewerb wird in dem Gesetz durch zwei Modelle geregelt. Das Grundmodell ist der verhandelte Netzzugang (§ 6). Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen müssen ihre Versorgungsnetze anderen Unternehmen für die Durchleitung zur Verfügung stellen. Der Netzbetreiber darf die Durchleitung verweigern, wenn die Durchleitung nicht möglich oder nicht zumutbar ist. § 6 Abs. 3 regelt die Zumutbarkeit näher. Bei der Beurteilung der Zumutbarkeit ist besonders zu berücksichtigen, inwieweit Elektrizität aus

- fernwärmeorientierten,
 - umwelt- und ressourcenschonenden sowie
 - technisch-wirtschaftlich sinnvollen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
- verdrängt und der wirtschaftlicher Betrieb der Anlage verhindert würde.

Nach Auffassung der AGFW (Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V.) sind Anlagen fernwärmeorientiert, die auf den Wärmebedarf des Wärmeversorgungsgebietes ausgelegt sind, und mindestens 30 % des Wärmehöchstbedarfes abdecken, und stromoptimiert betrieben werden. Bei dem Verdrängungspotential an Stromkunden geht es hauptsächlich um Industriebetriebe, die innerhalb eines mit Fernwärme versorgten Gebietes angesiedelt sind. Diese Industriekunden, für die der Durchleitungsverweigerungs-Tatbestand gilt, können theoretisch mit Hilfe von Direktleitungen mit elektrischer Energie, die außerhalb des Fernwärmeversorgungsgebietes produziert wird, versorgt werden. Daher sieht das Energiewirtschaftsge-

¹⁸ Der Name Passivhaus stammt aus der direkten Übersetzung des englischen Begriffs „passivhouse“. Dieser beschreibt einen Gebäudetyp der durch passive Maßnahmen wie kompakte, nach Süden ausgerichtete Baukörper, mit extremer Wärmedämmung und großer Südverglasung u. a. auf aktive Komponenten (wie z. B. Heizungsanlagen) während der Heizperiode weitgehendst verzichten kann.

setz bei den Wegenutzungsverträgen gemäß § 13 Abs. 1 Satz 2 vor, daß wiederum § 6 Abs. 3 entsprechend angewendet werden kann. Das bedeutet, daß Gemeinden die Verlegung von Direktleitungen unterbinden können, die KWK-Anlagen gefährden. Dies gilt jedoch nur bis zum 31.12.2005. Ab dann müssen alle KWK-Anlagen nicht nur dem Wettbewerb im Wärmemarkt sondern auch im Strommarkt bestehen.

Bereits vor Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes wurde eine Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Durchleitungsentgelten zwischen dem BDI, dem VIK und der VDEW am 2.04.1998 beschlossen (verhandelter Netzzugang). Das Durchleitungsentgelt basiert auf einem Leistungspreis und einem entfernungsunabhängigen Preis bis 100 km und darüber hinaus einen entfernungsabhängigen Preis. Diese Verbändevereinbarung wurde am 13.12.1999 durch eine zweite Vereinbarung /VDEW 1999/ ersetzt. Diese legt ein einfaches Punktmodell zugrunde und unterscheidet nur noch zwischen zwei regionalen Zonen. Die Netzgebühren werden nach Spannungsstufen differenziert. Die spezifischen Kosten für die Durchleitung pro kWh von Überschußstrom, der nur unregelmäßig und mit geringen Betriebsstundenzahlen ins Netz eingespeist und durchgeleitet wird, werden teurer als für Strom, der ganzjährig regelmäßig eingespeist¹⁹ wird.

Im Gegensatz zur ersten Verbändevereinbarung bzw. als Ersatz erhalten dezentrale Anlagen (z. B. KWK-Anlagen) eine Gutschrift für die von ihnen nicht in Anspruch genommenen überlagerten Netzebenen. Diese Netzgutschrift beträgt in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden der Einspeisung auf der Mittelspannungsebene zwischen 0,5 und 2 Pf/kWh und auf der Niederspannungsebene bis zu 4 Pf/kWh. Neben der bestellten Netzkapazität kann vom Netznutzer (d. h. dem Besitzer einer Erzeugungsanlage) beim Netzbetreiber eine Reservenetzkapazität definierter Maximalleistung beantragt werden. Diese sichert im Falle eines unvorhergesehenen Ausfalls der Erzeugungsanlage des Netznutzers die Versorgung. Falls dezentrale Anlagen bzw. KWK-Anlagen von dieser Ausfallsicherheit Gebrauch machen, so reduziert sich der Erlös für die vermiedenen Netzkosten um 20 %.

Die Liberalisierung des Strommarktes hat mittelbare Folgen für die Nah- und Fernwärme, da die Erzeugung von Strom- und Fernwärme aus KWK sich in einer gegenseitigen Abhängigkeit befindet. Aufgrund allgemein sinkender Strompreise²⁰ und Überkapazitäten bei der Stromerzeugung ist mit sinkenden Stromerlösen zu rechnen. Hierdurch verändert sich die Wirtschaftlichkeit vor allem für die großen KWK-Anlagen, unabhängig von der Auslegung der KWK-Anlage. Teilweise kann dieser Effekt bei Einführung eines Spotmarktes für Strom bei KWK-Anlagen auf Basis Entnahme-Kondensations-Turbinen ausgeglichen werden /Kreuzberg 1998/. Hierbei wird vorausgesetzt, daß die Fahrweise der Anlagen kostenabhängig optimiert werden kann. In Zeiten geringen Strombedarfs kann es so profitabler sein, die

¹⁹ Der Kostenunterschied für die Durchleitung bei Stromabnahme in der Niederspannungsebene kann zwischen 7,6 Pf/kWh (5000 Benutzungsstunden) und 14,1 Pf/kWh (1000 Benutzungsstunden) betragen.

²⁰ insbesondere für Großabnehmer um bis zu 30 % /Poos 1999/

eigene Anlage abzufahren, um Strom zu beziehen, und in Zeiten hoher Strompreise den Strom selbst zu erzeugen, um den Eigenbedarf zu decken, und in übergeordnete Netze einzuspeisen.

Im Bereich von BHKW kleiner und mittlerer Leistung (z. B. bei der kommunaler Objektversorgung) werden sich zusätzliche Marktpotentiale²¹ ergeben. Das Marktpotential ist hierbei abhängig von den Strombezugskosten der Stromkunden des BHKW-Betreibers. Es ist gering, wenn nur Weiterverteiler, und höher, wenn Endkunden - insbesondere Tarifkunden - versorgt werden.

Die Wettbewerbsfähigkeit bestehender großer und älterer Anlagen kann bei sinkendem Strom- und Fernwärmepreis in Frage gestellt sein. Da der Ausbau und der Erhalt umweltpolitisch sinnvoller KWK gewollt ist, werden immer wieder verschiedene Instrumente zur Stützung der KWK diskutiert. Im Gespräch sind die folgenden Instrumente:

- Bonus-System (vgl. z. B. /Fischedick, Hennicke 1999/)
KWK-Anlagen erhalten hierbei einen Bonus in Form einer Einspeisevergütung. Die Höhe der Einspeisevergütung ist abhängig von der elektrischen Leistung der KWK-Anlage. Das Bonus-Modell soll hauptsächlich bestehende Anlagen unterstützen und einer mehrjährigen Überbrückungshilfe entsprechen.
- KWK-Quote (vgl. z. B. /Apfelstedt 1999/ oder /Traube 1998/)
Durch die KWK-Quote wird die Menge festgelegt, die über entsprechende Abnahmeverpflichtungen auf dem deutschen Strommarkt einen sicheren Absatz findet. Bei der Festlegung der Quote ist zu berücksichtigen, ob ein Erhalt oder Ausbau der KWK-Anlagen erwünscht ist und ob Stromimporte aus KWK-Anlagen anderer EU-Staaten zur Quotenerfüllung beitragen.
- Stromsteuererstattung
Das Stromsteuererstattungsmodell sieht vor, daß für die in die Regelung einbezogenen KWK-Anlagen die Möglichkeit geschaffen wird, die auf dem abgesetzten Strom liegende Stromsteuer zurückzuerhalten.
- Investitionshilfen/Umrüstungshilfen
Gewährung von Investitionshilfen/Umrüstungshilfen an die Betreiber von definierten KWK-Anlagen für die Um- bzw. Nachrüstung ihrer Anlagen oder den Bau von neuen Anlagen, die die alten KWK-Anlagen ersetzen.

Die aufgelisteten Instrumente unterscheiden sich in ihren Kosten und Effekten für den Klimaschutz. Beim Bonus-Modell, beim Quoten-Modell und bei der Stromsteuererstattung besteht die Gefahr, daß sich durch Mitnahmeeffekte der Umbau des Bestandes von KWK-Anlagen hin zu CO₂-ärmeren Energieträgern und Anlagen mit höheren Stromkennzahlen verzögert.

²¹ Eigenbedarfsdeckung von Tarifkunden aus KWK-Anlagen bis 30 kW_{el} bei gleichzeitiger Zusatz- und Reservestromversorgung gem. Allgemeinen Tarifen und Bedingungen.

Es handelt sich bei diesen Modellen um reine Subventionsmaßnahmen, die ohne hinreichend detaillierte Untergliederung der KWK-Anlagen keinerlei umweltpolitische Effekte haben.

Die Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes wirken sich nicht nur auf die Strompreise sondern auch auf die Gaspreise aus. Im Vergleich zu Strommarkt steht die Liberalisierung des Gasmarktes heute am Anfang. Die Differenz zwischen Import- und Haushalts- bzw. Industriekunden-Erdgaspreis wird sinken. Um wettbewerbsfähig zu bleiben bzw. die Position im Wärmemarkt zu halten, werden die Fernwärmepreise entsprechend der Veränderungen des Erdgaspreises angepaßt. Gleichzeitig profitieren erdgasbefeuerte KWK-Anlagen von den geringeren Bezugskosten.

2.2.3 Auswirkungen von CO₂-Minderungsverpflichtungen

CO₂-Reduktionziele oder Minderungsverpflichtungen werden nach gegenwärtigen Vorstellungen vor allem durch die Umsetzung des Maßnahmenkatalogs der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO₂-Reduktion“ realisiert. Daneben wird immer wieder die Einführung von Energiesteuern aus Klimaschutzgründen diskutiert. Hierbei wird gefordert, daß eine derartige Steuer nicht zu einer Erhöhung der sogenannten Staatsquote führen dürfte und deshalb Entlastungen an anderer Stelle sinnvoll sind. Als Möglichkeiten werden dabei u. a. genannt:

- Bonuszahlung pro Kopf der Bevölkerung,
- Senkung anderer indirekter Steuern wie z. B. Mehrwertsteuer.

Mit dem zum 1.04.1999 in Deutschland in Kraft getretenen Gesetz zum „Einstieg in die ökologische Steuerreform“ soll der Energieverbrauch stärker als bisher versteuert werden. Die Steuermehreinnahmen sollen weitgehend zur Senkung der Lohnnebenkosten d. h. zur Senkung der Sozialversicherungsbeiträge verwendet werden²².

Für Energiesteuern können im Allgemeinen unterschiedliche Besteuerungsalternativen umgesetzt werden. Diese haben Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Nutz- und Endenergie-Erzeugungssysteme und den hierbei eingesetzten Energieträgern. Bei den Energiesteuern kann wie folgt unterschieden werden:

Inputseitige Energiesteuer

Die inputseitige Energiesteuer unterscheidet nicht zwischen den unterschiedlichen Energieträgern oder wirtschaftlichen Sektoren. Sie besteuert die Primärenergie und stellt so sicher, daß auf allen Stufen der Energieumwandlung Verluste reduziert werden.

Kombinierte Input-/Outputsteuer

Bei einer Energiesteuer, die aus einer Input- und einer Output-Komponente besteht, kommt eine Inputsteuer auf alle Brennstoffe zur Erzeugung der Nutzenergie Wärme und eine Outputsteuer auf Strom (in DM/MWh_{el}) zum Tragen. Diese Outputsteuer auf Strom ist handelspo-

²² Beitragsgesetz 1999 vom 19.12.1998

litisch motiviert, da eine nationale oder europäische Inputsteuer auf Brennstoffe für die Stromerzeugung außerhalb des Geltungsbereiches der Steuer keine Anwendung findet. Dadurch hätte bei einer reinen Inputsteuer importierte Elektrizität einen nicht ökologisch begründbaren Wettbewerbsvorteil. Durch die kombinierte Besteuerung wird die Frage nach der Besteuerung von Strom und Wärme aus KWK-Anlagen aufgeworfen, da die Anwendung der Inputsteuer auf den gesamten Brennstoff und die anfällige Outputsteuer auf Wärme eine Doppelbesteuerung zur Folge hätte. Zur Vermeidung einer Doppelbesteuerung ist eine Konvention für die Aufteilung des KWK - Brennstoffes notwendig. Bei den Konventionen sind folgende Möglichkeiten denkbar:

- (1) KWK-Anlage als „Stromfabrik“ (Outputsteuer für Strom, keine Steuer für das Abfallprodukt Wärme)
- (2) KWK-Anlage als „Wärmefabrik“ (Inputsteuer für Wärme, keine Steuer auf Strom)
- (3) Brennstoffabzug für Strom gemäß Referenzkraftwerk der Stromerzeugung (Outputsteuer für Strom, Inputsteuer auf die verbleibende Brennstoffmenge für Wärme)
- (4) Inputsteuer auf KWK-Anlage gemäß Referenzkraftwerk der Wärmeerzeugung (Outputsteuer für Strom, Inputsteuer auf Referenzbrennstoffmenge für Wärme)
- (5) AGFW-Modell mit Steuerrückvergütung

Kombinierte Endenergie- und Mineralölbesteuerung

Die kombinierte Steuer sieht eine Outputsteuer für Strom und eine Erhöhung der Mineralölsteuer vor. Durch die Erhöhung der Mineralölsteuer wird Erdgas, das in KWK-Anlagen eingesetzt wird, stärker als andere Energieträger besteuert, es kommt teilweise wieder zu einer Doppelbesteuerung. Kohlegefeuerte KWK-Anlagen sind dagegen beispielsweise von der Brennstoffbesteuerung nicht betroffen.

Erhöhte Mehrwertsteuer auf Energie

Bei der Mehrwertsteuer handelt es sich um eine Wertsteuer (in % des Produktes aus Preis und Menge) im Gegensatz zu den anderen Steueralternativen, den Mengensteuern (in DM pro Mengeneinheit).

Die CO₂-/Energiesteuer auf Gas und Öl und daraus resultierende Energiepreissteigerungen können die Konkurrenzsituation zu Gunsten der Fernwärme, die in KWK-Anlagen erzeugt wird, in neu zu erschließenden Märkten verschieben. Daß auch das Gegenteil eintreffen kann, zeigt beispielsweise die kombinierte Endenergie und Mineralölsteuer für erdgasbeheizte KWK-Anlagen (vgl. Tabelle 2-11).

Tabelle 2-11: Auswirkungen der verschiedenen Varianten der Energiesteuern auf den Steuervorteil von KWK-Anlagen

Art der Energiesteuer		KWK-Steuvorteil
Reine Inputsteuer (Primärenergiesteuer)		++
Kombinierte Input-/Outputsteuer	1) KWK-Anlage als „Stromfabrik“	++
	2) KWK-Anlage als „Wärmefabrik“	+
	3) Brennstoffabzug für Strom gemäß Referenzkraftwerk der Stromerzeugung	+
	4) Inputsteuer auf KWK-Anlage gemäß Referenzkraftwerk der Wärmeerzeugung	-
	5) AGFW Steuerrückvergütung	++
Kombinierte Endenergie- und Mineralölsteuer	1) Erdgasgefeuerte KWK-Anlagen	--
	2) Kohlegefeuerte KWK-Anlagen	+
Mehrwertsteuer auf Energie		0

++ sehr günstig; + günstig; 0 neutral; - negativ; -- sehr negativ

Das Gesetz zum Einstieg in die ökologische Steuerreform vom März 1999 entspricht einer kombinierten Input- / Outputsteuer. Es kann jedoch nicht direkt einer der fünf in Tabelle 2-11 aufgelisteten Alternativen zugeordnet werden. Das Gesetz hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen, da:

- Eigenerzeugungsanlagen mit einer elektrischen Leistung bis 700 kW von der Stromsteuer befreit werden²³, wenn keine Stromlieferungen an Endabnehmer erfolgt;
- KWK-Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad²⁴ von mindestens 70 % von der Mineralöl-/Erdgassteuer befreit werden;
- mobile BHKW-Anlagen mit ortsfesten BHKW-Anlagen steuerlich gleichgestellt²⁵ werden;
- für Gasturbinen mit einer Jahresnutzungsgrad zwischen 60 und 70 % der vor dem Inkrafttreten des Gesetzes geltende Steuersatz²⁶ bestehen bleibt²⁷.

Kleinst-KWK-Anlagen oder Anlagen mit hoher Jahresnutzungsdauer haben steuerliche Vorteile gegenüber Heizwerken²⁸. Die steuerliche Mehrbelastung ist für dezentrale An-

²³ Dies führt zu einer Ersparnis von derzeit 2 Pf/kWh (4 Pf/kWh im Jahr 2004) erzeugtem BHKW-Strom.

²⁴ Der Jahresnutzungsgrad ist der Quotient aus der Summe der nutzbar abgegebenen Energie und dem jährlichen Energieeinsatz. Hierbei sind alle auftretenden Betriebszustände, Anfahr-, Bereitschafts- und Teillastbetriebszeiten eingeschlossen /VWEW 1997/.

²⁵ Ein BHKW an zwei verschiedenen Standorten (z. B. im Sommer im Freibad, im Winter im Bürogebäude) zu betreiben, um dadurch höhere Benutzungsstunden zu erreichen, war davor durch die steuerliche Belastung wirtschaftlich nicht möglich. Durch Mobilität entstehen jedoch zusätzliche Investitionen.

²⁶ Von 0,36 Pf/kWh Erdgas

²⁷ Es wird hierbei nicht differenziert, ob Erdgas anteilig auf die Verstromung oder auf die erzeugte Wärme entfällt.

²⁸ Der Steuersatz beträgt z. B. für Erdgas 0,424 Pf/kWh gegenüber 0,036 Pf/kWh vor der Steuerreform.

lagen²⁹ höher als für zentrale Systeme, so daß Nah- und Fernwärmeerzeugungssysteme von der Steuerreform profitieren.

Ein Optimierungsziel von KWK-Anlagen ist die Erhöhung der Stromkennzahl, diese sollte aus ökologischen Gesichtspunkten in einer entsprechenden Steuer daher auch berücksichtigt werden. Wärme aus KWK-Anlagen kann (zunächst) nicht billiger sein als Wärme aus Kesselanlagen. Die Besteuerung des Brennstoffes zur Wärmeerzeugung bzw. deren Befreiung führt dazu, daß KWK-Anlagen mit geringer Stromkennzahl ebenso begünstigt werden wie Anlagen mit hoher Stromkennziffer.

²⁹ Der Steueraufschlag beträgt z. B. für Erdgas 0,32 Pf/kWh, d. h. die Steuer beträgt 0,68 Pf/kWh Erdgas.

3 Komponenten von Wärmeversorgungssystemen

Der Wärmebedarf der Kunden kann durch unterschiedliche Energieträger gedeckt werden. Hierbei wird zwischen leitungsgebundenen und leitungsungebundenen Energieträgern unterschieden. In den folgenden Abschnitten werden die Komponenten der Wärmeversorgungssysteme erläutert, wobei die Bereiche Erzeugung, Verteilung und Verbraucher getrennt betrachtet werden. Der Schwerpunkt der Betrachtungen liegt bei der Nah- und Fernwärmeversorgung und den Konkurrenzsystemen der Wärmeerzeugung. Die Systemkomponenten einer Fernwärmeversorgung können in die drei Bereiche aufgeteilt werden (vgl. Abbildung 3-1):

- Fernwärmeerzeugung (vgl. Kapitel 3.1)
- Fernwärmeverteilung (vgl. Kapitel 3.2.1)
- Fernwärmeverbrauch (vgl. Kapitel 3.3.5)

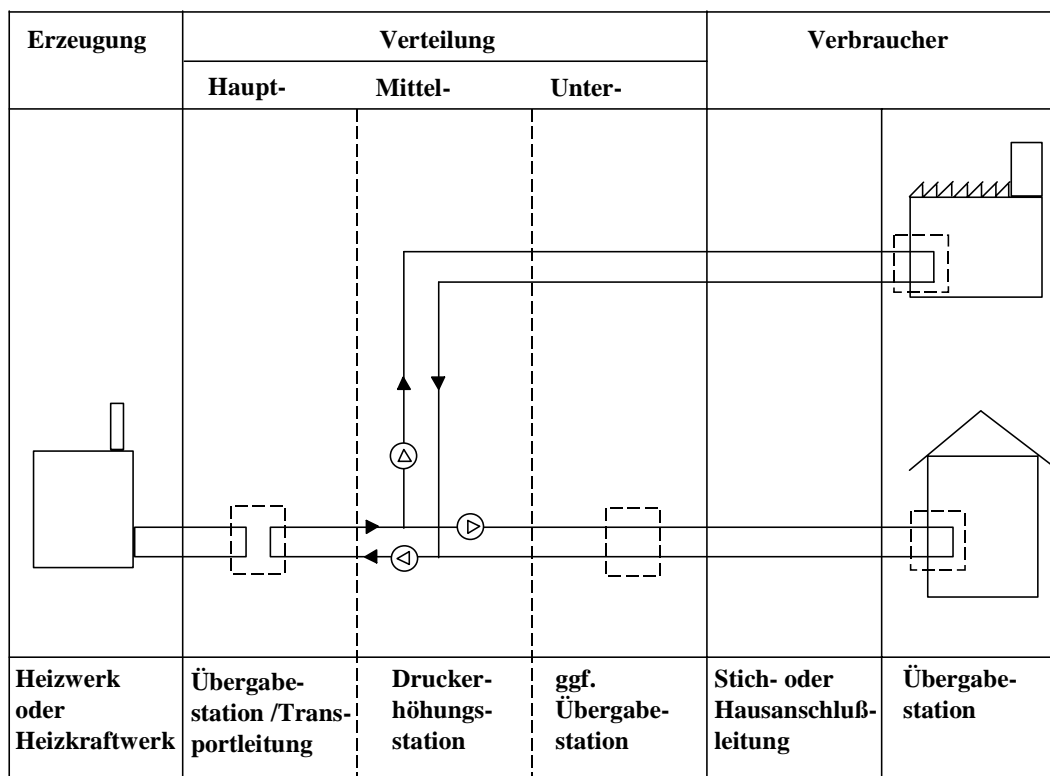
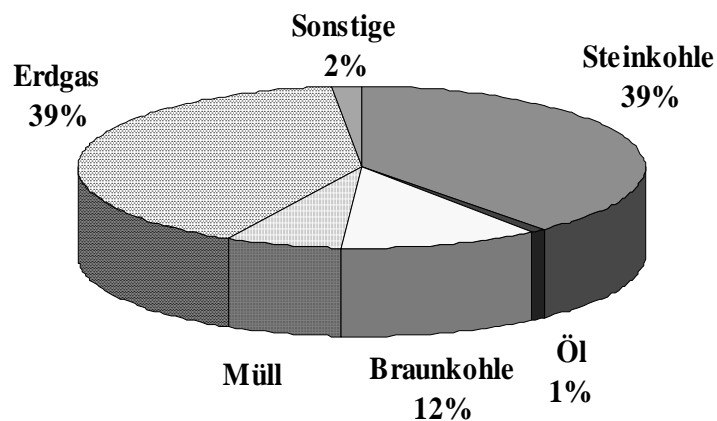


Abbildung 3-1: Anlagekomponenten leitungsgebundener Energieträger am Beispiel des Fernwärmeversorgungssystems

3.1 Erzeugungsanlagen

Bei den zentralen Erzeugungsanlagen kann zwischen Heizzentralen mit und ohne Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) unterschieden werden. Der Einsatz von Heizwerken zur Wärmeerzeugung in Deutschland ist historisch bedingt. In den neuen Bundesländern, in der die Fernwärmeversorgung wesentlich stärker ausgebaut ist, kommen vielfach reine Heizwerke zum Einsatz, da die Investitionskosten geringer sind als bei KWK-Anlagen. Im Weiteren werden Heizwerke zur Deckung der Spitzenlast und zu Reservezwecken angewendet, für die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht wirtschaftlich ausgelegt werden können.

**Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken (Deutschland)
1999**



**Brennstoffeinsatz in Heizwerken (Deutschland)
1999**

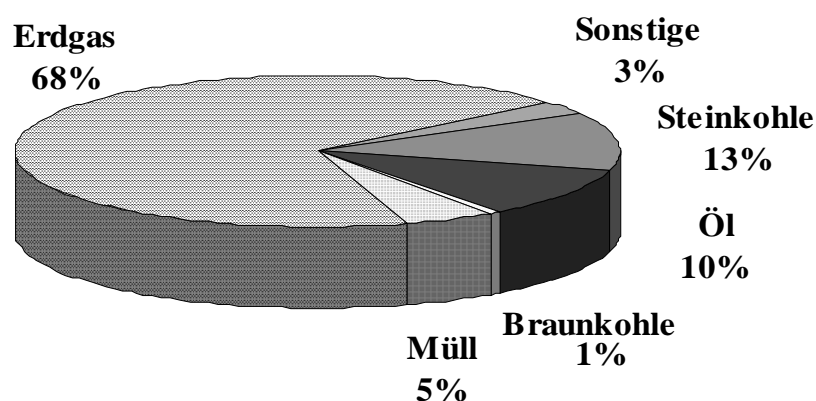


Abbildung 3-2: Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Heizwerken zur Fernwärmeversorgung in Deutschland 1999 /AGFW 2000/

Bei der Kraft-Wärme-Kopplung wird Strom und Wärme gekoppelt, das heißt gleichzeitig erzeugt. KWK-Anlagen ermöglichen daher einen besonders rationellen Energieeinsatz. Kraft-Wärme-Kopplung ist sowohl in größeren zentralen Heizkraftwerken möglich, bei denen in der Regel eine Fernwärmeversorgung angeschlossen ist, als auch bei kleineren dezentralen Blockheizkraftwerken³⁰.

Rund 84 % der in den öffentlichen Fernwärmenetzen eingespeiste Wärme wurden im Jahr 1999 in KWK-Anlagen erzeugt. Die verfeuerten Energieträger zur Fernwärmeerzeugung sind bei Heizkraftwerken in Deutschland hauptsächlich Kohlen (51 %) und in Heizwerken Gas (68 %) /AGFW 2000/. Die Abbildung 3-2 gibt einen Überblick über die eingesetzten Brennstoffe zur Fernwärmeerzeugung. Der wesentliche Anteil (83 % der Wärmeleistung) der öffentlichen gasgefeuerter KWK wird durch Heizkraftwerke mit Gas-, Dampf- und kombinierten Gas- und Dampfturbinen (GuD) sichergestellt. Blockheizkraftwerke (meist gasbefeuert) haben bei der KWK-Wärmeleistung einen Marktanteil von rund 11 %.

3.1.1 Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Heizkraftwerke werden in einem Leistungsbereich zwischen 10 bis 500 MW_{th} betrieben. Im Weiteren kann zwischen Dampfturbinen-Heizkraftwerken³¹, Gasturbinen-(GT)-Heizkraftwerken und Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD) unterschieden werden. Die wesentlichen Parameter verschiedener Anlagenvarianten sind in Tabelle 3-1 zusammengefaßt.

Tabelle 3-1: Wesentliche Parameter von Heizkraftwerken /Rapp 1998/, /EWU 1999/ und /Winkens 1997/

		Dampfturbinen	GuD	GT
Elektrische Leistungsklassen	[MW]	40-400	10-250	1-240
Brennstoff-Nutzungsgrad	%	70- 86	78 – 92	77 – 84
Elektrischer Wirkungsgrad	%	36 – 44	44 – 56	20 – 40 %
Stromkennzahl	[1]	0,2 – 0,5	0,6 – 1,2	0,6 – 0,8
Personalzahl	[1]	~ 75	~ 15	~ 15
Bauzeit	[m]	20 - 24	18 – 22	12 –16

Vergleicht man die spezifischen Investitionskosten in Abbildung 3-3 der verschiedenen KWK-Anlagen so sind erhebliche Kostenunterschiede zu erkennen. Diese Kostenunterschied werden teilweise durch bessere elektrische Wirkungsgrade oder billigere Primärenergieträger (Importsteinkohle) ausgeglichen.

³⁰ Nach VDI 2067 Blatt 7 sind BHKW kleine Heizkraftwerke die KWK-Strom und nutzbare Wärme gleichzeitig erzeugen.

³¹ Im Einsatz befinden sich Gegendruck-Dampfturbinen und Entnahmekondensations-Dampfturbinen.

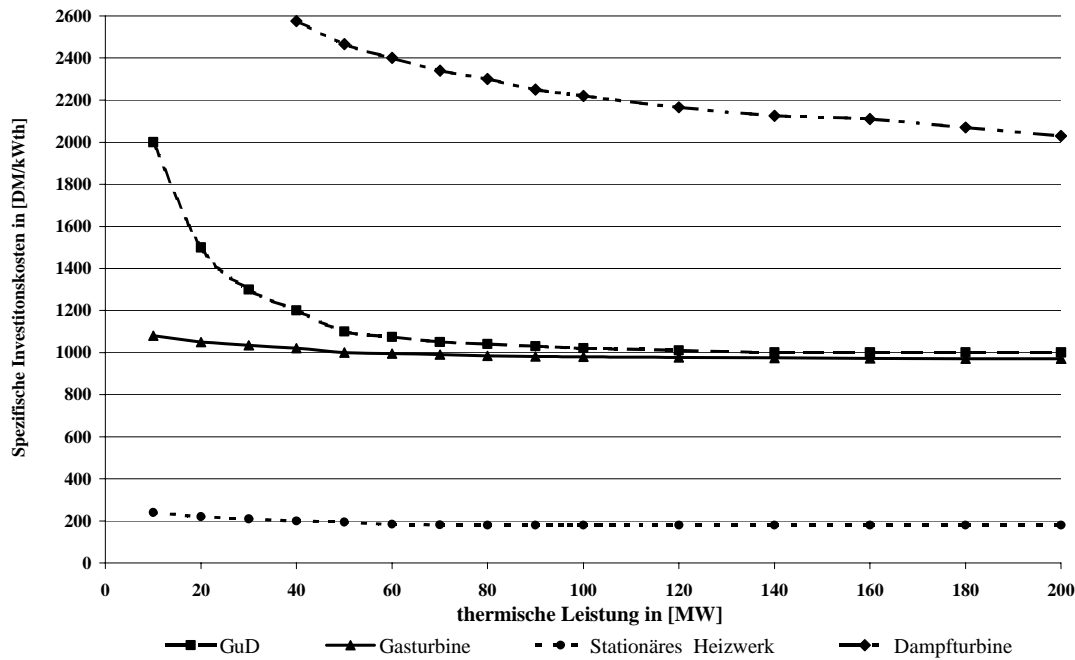


Abbildung 3-3: Spezifische Investitionen verschiedener KWK-Anlagen und stationärer Heizwerke in Abhängigkeit der thermischen Leistung /Rapp 1998/, /EWU 1999/ und /Winkens 1997/

Unter Blockheizkraftwerken (BHKW) werden Anlagen verstanden, die auf Basis von Motoraggregaten, eine thermische Leistung von 12 kW bis zu 10 MW erzeugen. Als Motoraggregat werden Diesel- oder Ottomotoren bzw. gasgetriebene Motoraggregate eingesetzt (vgl. z. B. /Schmitz, Koch 1996/). Im vom Motor angetriebenen Generator wird die elektrische Energie erzeugt. Die im Motorkühlwasser, Ladeluftkühler, Ölkühler und Abgas des Motors anfallende Wärmeenergie wird in speziellen Wärmetauschern bei gleichzeitiger Aufheizung des sekundärseitig fließenden Heizwassers bis zu Temperaturen von 120 °C abgeführt.

In der Bundesrepublik Deutschland waren Ende des Jahres 1997 Blockheizkraftwerke mit einer elektrischen Leistung von über 2261 MW_{el} installiert /Rumpel 1999/.

In der Regel besteht ein BHKW aus mehreren Modulen, um den unterschiedlichen Strom- und Wärmebedarf³² im Jahresverlauf zu decken. Die BHKW-Module werden mit konventionellen Spitzenkesseln zu BHKW-Heizzentralen kombiniert.

Die spezifischen Investitionen pro installierte Leistung eines BHKW nehmen mit zunehmender Modulgröße ab. Zukünftig ist mit wesentlich geringeren Investitionen zu rechnen. Aus Abbildung 3-4 wird das Ausmaß der Preissenkung zwischen 1994 und 1997 ersichtlich.

Die Investitionen und eine ausreichend hohe Vollbenutzungsstundenzahl sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit einer Technik. BHKW³³ benötigen für den sinnvollen

³² Es besteht meist eine starre Kopplung zwischen Strom- und Wärmeerzeugung. Die Motormodule werden in der Regel im Nennlast und zumeist im Ein-Aus-Betrieb betrieben (getaktete Fahrweise). Wünschenswert ist ein möglichst gleichmäßiger Betrieb, um den durch häufiges Anfahren bedingten Verschleiß des Motors zu verringern.

Einsatz einen Mindestwärmebedarf, der dem Wärmebedarf eines Einzelobjektes, wie z. B. einer Schule, eines Krankenhauses oder einer Brauerei, entsprechen kann. Die Frage, ab welcher Anzahl von Wohneinheiten ein BHKW zur Wärmeversorgung eingesetzt werden kann, hängt von zahlreichen Parametern ab. Hierbei sind die Art der Bebauung (z. B. Einfamilien-, Mehrfamilienhäuser) und der Dämmstandard die wichtigsten Einflußgrößen. Abbildung 3-5 gibt einen Anhaltspunkt für den möglichen Einsatz eines BHKW in Abhängigkeit der Wohnungsanzahl. Hierbei wird zwischen Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäusern (MFH) bzw. den Dämmstandard nach Wärmeschutzverordnung 95 (WSVO'95) und Niedrigenergiebauweise (NEH) unterschieden. Einige marktgängige BHKW-Module kleinerer Leistung sind in Abbildung 3-5 als Querbalken eingezeichnet.

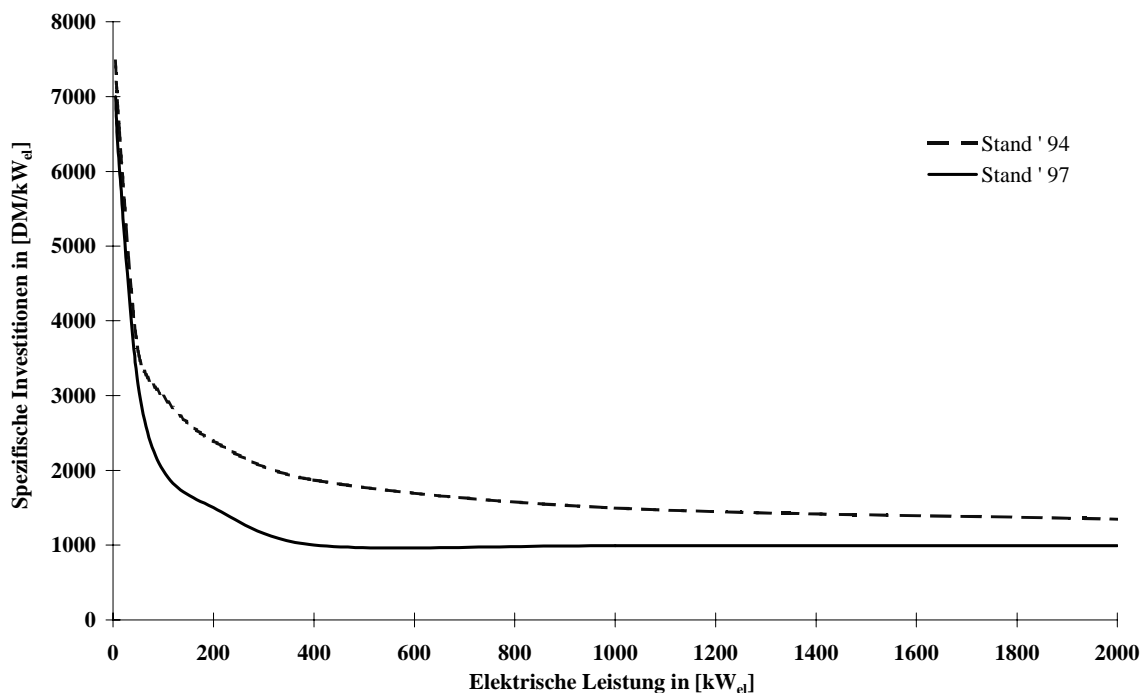


Abbildung 3-4: Spezifische Investition für BHKW /Nitsch 1994/, /Böttcher, Möhring-Hüser 1997/ und verschiedene Herstellerangaben

Ab einer gewissen Anzahl von Wohneinheiten handelt es sich um eine Wohnsiedlung in der ein BHKW zu Nahwärmeversorgung eingesetzt werden kann. Charakteristisch für Wohnsiedlungen ist der annähernd konstante Warmwasserbedarf und der außentemperaturabhängige Raumwärmebedarf (vgl. Abbildung 3-6). Bei der Wärmeversorgung von Wohngebäuden in Neubaugebieten ist daher eine Auslegung der thermischen Leistung des BHKW auf höchstens 35 % der Wärmebedarfs-Höchstleistung³⁴ sinnvoll, durch die vor allem die

³³ 1996 waren 32 % der BHKW in Industrie und Gewerbe, 16,4 % in Wohngebäuden, 15,9 % in öffentlichen Gebäuden / Schulen, 13,3 % in Schwimmbädern, 13,2 % in Kläranlagen und Deponien und 5,2 % in Krankenhäusern installiert /VDI-GET 1999/.

³⁴ Bei der Berechnung des Anschlußwertes nach DIN 4701 ist für Wohnsiedlungen ein Gleichzeitigkeitsfaktor ($f = 0,7 - 0,8$) zu berücksichtigen.

Grundlast des Wärmebedarfs aller Verbraucher abgedeckt wird /HessenEnergie 1998/. Diese ergibt sich im Wohnungsbau aus dem Warmwasserverbrauch zum Duschen und Waschen, der über das ganze Jahr zu decken ist. Die Höchstlast des Wärmebedarfs, die nur an wenigen kalten Wintertagen auftritt, wird immer durch einen konventionellen Kessel (sog. Spitzenlast- und Reservekessel) gedeckt. Für den wirtschaftlichen Betrieb von BHKW ist in der Regel eine hohe Betriebsstundenzahl (ca. 5000 h pro Jahr) notwendig³⁵. Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen werden BHKW nur begrenzt im Teillastbereich eingesetzt, so daß der Spitzenlast-Wärmeerzeuger auch Schwachlast übernehmen muß (vgl. Abbildung 3-6 Nummer (2)). Bei größeren Einheiten kann alternativ durch mehrmodulige Grundlasteinheiten der Deckungsanteil der BHKW erhöht werden (vgl. Abbildung 3-6 Module 1 und Modul 2).

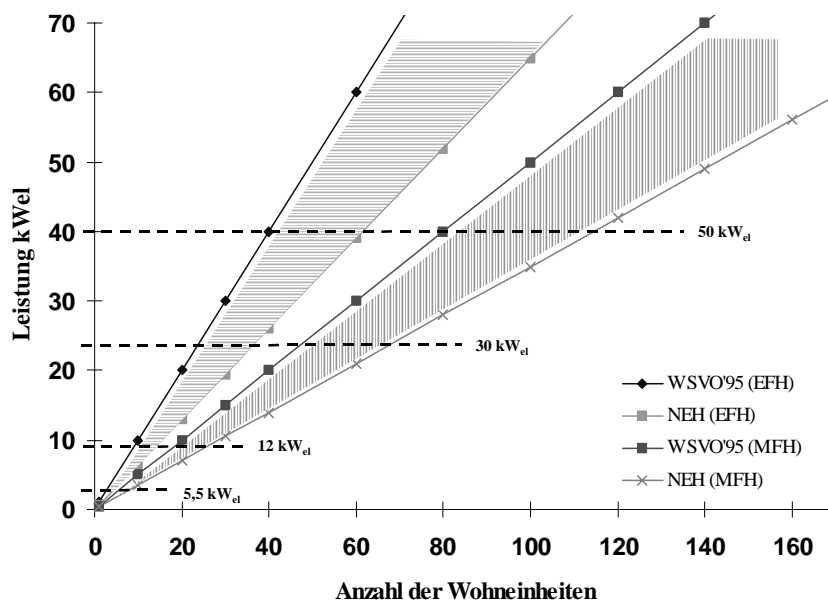


Abbildung 3-5: Mindestanzahl von Wohneinheiten für den BHKW-Einsatz

Neuere Entwicklungen in der Blockheizkraftwerkstechnik gehen hin zu Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken /Arends, Lehmann 1997/. In einer Brennstoffzelle wird die im Brennstoff enthaltene chemische Energie direkt in elektrische Energie und Wärme umgewandelt. Hierbei existieren verschiedene Brennstoffzellentypen (z. B. Polymerelektrolyt-Brennstoffzellen, Phosphorsaure Brennstoffzellen, Oxidkeramische Brennstoffzellen), die sich hinsichtlich der Betriebstemperatur und des verwendeten Elektrolyten unterscheiden. Die in der Brennstoffzelle enthaltenen Elektrolyten und Elektrodenmaterialien bestimmen die verwendbaren Brenngase, den Temperaturbereich und die Anforderungen an die Gasreinheit. Brennstoffzellen haben einen hohen Wirkungsgrad (bis zu 55 % mit Erdgas als Brenngas),

³⁵ Die maximale Laufzeit eines Motoraggregats sollte, um wartungsbedingte Stillstandzeiten zu berücksichtigen, pro Jahr 8000 h betragen.

ein sehr gutes Teillastverhalten und eine hohe Zuverlässigkeit. Bei den Hochtemperatur-Brennstoffzellentypen MCFC (Schmelzkarbonat-Brennstoffzelle) und SOFC (Festoxid-Brennstoffzelle) besteht die Möglichkeit der Prozeßdampfauskopplung.

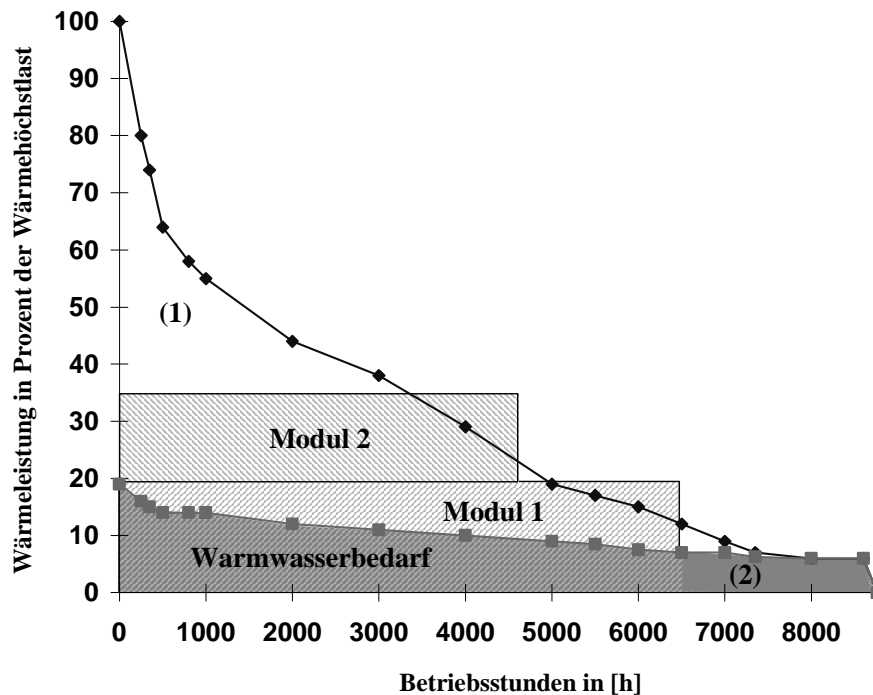


Abbildung 3-6: Beispielhafte Auslegung eines BHKW auf Grund- und Mittellast einer Wohnsiedlung mit 55 Niedrigenergiehäusern

Aufgrund der genannten Zielkosten je elektrische Leistung von 2000 DM/kW bis 2300 DM/kW/Dienhart et al. 1999, Büttner et al. 1998/ und den Ist-Kosten von 7500 DM/kW /Büttner et al. 1998/ sind BHKW auf der Basis von Brennstoffzellen jedoch kurz- und mittelfristig keine wirtschaftlichen Alternativen zu den motorischen betriebenen BHKW.

Eine weitere Option ist der Einsatz regenerativer Energien in Biomasse-KWK z. B. mit atmosphärisch zirkulierender Wirbelschichtvergasung (ZWS). Hierbei wird die Biomasse (meist Forstresthölzer oder Althölzer) in ein Schwachgas umgesetzt und nach einer Entstaubung und Abkühlung in einem BHKW genutzt. Die Investitionen betragen derzeit rund 4000 DM/kW_{el} als BHKW-Lösung /Schönberg, Althaus 1997/.

3.1.2 Konventionelle Heizwerke

Konventionelle Heizwerke bestehen hauptsächlich aus mehreren Kesselanlagen³⁶. Durch entsprechende Lastaufteilung kann erreicht werden, daß diese während der Heizperiode größten-

³⁶ Bei Leistungen > 70 kW sind nach HeizAnIV eine veränderliche Feuerleistung bzw. Leistungsaufteilungen auf zwei oder mehr Kessel vorzusehen.

teils nicht im unwirtschaftlichen Teillastbereich betrieben werden. Besonders günstige Anlagenkosten mit ca. 100 DM/kW_{th} können erzielt werden, wenn diese Anlagen gebäudetechnisch in Heizkraftwerke integriert werden. Die Brennstoffbasis für Heizwerke ist häufig Erdgas oder wegen der Spitzenlastproblematik in Gasnetzen lagerfähiges Heizöl. Die spezifischen Investitionen größerer Heizwerke zeigt Abbildung 3-3. In Abbildung 3-7 werden die Investitionen (Kosten für Wärmeerzeuger, Gebäude u. Planungskosten ohne Gasanschluß) konventioneller Kessel und Kessel mit Brennwerttechnik³⁷ in Abhängigkeit der installierten Leistung verglichen.

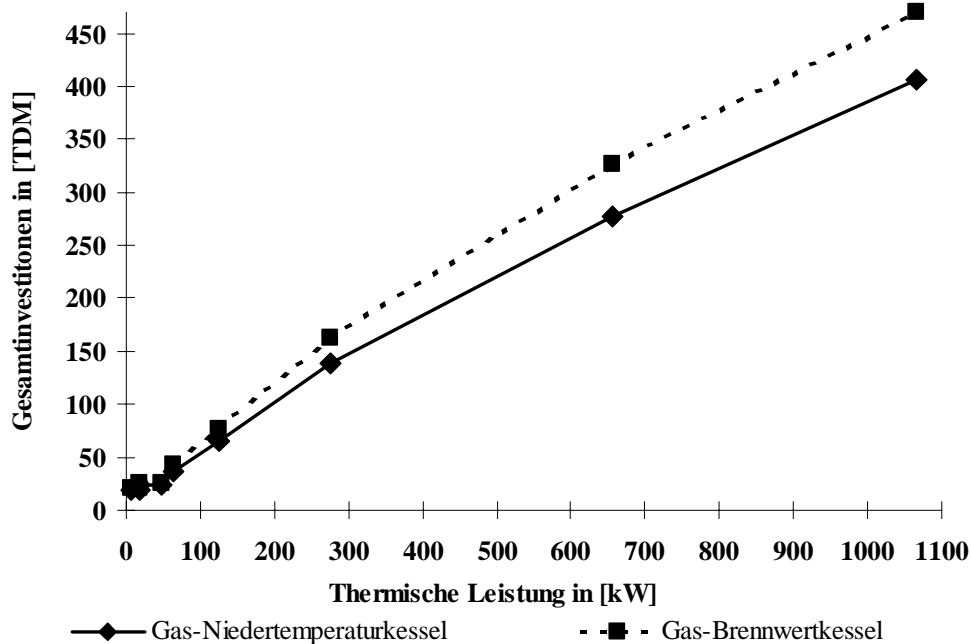


Abbildung 3-7: Investitionsvergleich zwischen Gas-Niedertemperatur- und Gas-Brennwertkessel inklusive Bau der Heizzentrale. /Lutz 1996/, /EWU 1996/ und verschiedene Herstellerangaben

Die Mehrkosten für die Brennwerttechnik ist auf den gesteigerten Aufwand für den groß dimensionierten Wärmetauscher im Abgasstrom zurückzuführen. Teilweise werden Nahwärmenetze nur mit konventionellen Heizwerken ohne BHKW-Module betrieben. Diese Nahwärmenetze mit Erdgas-Brennwertkessel oder -Spezialkessel als Heizwerk sind für Neubaugebiete wirtschaftlich /Loose 1997/, da hierbei hauptsächlich ausgenutzt wird, daß der Arbeits- und Leistungspreis für Erdgas für ein Heizwerk (z. B. von 250 kW) um ca. 25 % nied-

³⁷

Um mit der Brennwerttechnik einen hohen Nutzungsgrad der Brennstoffenergie zu erzielen, ist eine wesentliche Voraussetzung, daß möglichst niedrige Rücklauftemperaturen realisiert werden, damit im Wärmeerzeuger eine weitgehend vollständige Wasserdampfkondensation erreicht wird. Fußbodenheizungen bei den Verbrauchern ermöglichen niedrige Rücklauftemperaturen von ca. 25-30 °C, daher liegt der Nutzungsgrad der Brennwerttechnik deutlich über 100 %, bezogen auf den unteren Heizwert des Brennstoffs. Fernwärmesysteme haben in der Regel höhere Rücklauftemperaturen. Dagegen werden Nahwärmesysteme in Neubaugebieten häufig mit Niedertemperatur-Heizungssystemen kombiniert, so daß dort die Brennwerttechnik eingesetzt werden kann.

riger ist als für einzelne Verbraucher mit dezentralen Gaskesseln. Bei dieser Lösung ist jedoch zu bedenken, daß aufgrund der Leitungsverluste der Nahwärmeversorgung auch das Energieaufkommens und damit die Emissionen des zentrale Heizwerks mit Brennwerttechnik höher sind als im Falle der dezentrale Brennwerttechnik.

3.2 Aufbau und Betrieb von Versorgungsnetzen

In den nachfolgenden Abschnitten wird der Aufbau und der Betrieb von Versorgungsnetzen auf Basis Nah- bzw. Fernwärme und Erdgas beschrieben.

3.2.1 Nah- und Fernwärmeversorgung

Das Grundprinzip des Fernwärmeversorgungssystems ist der konvektive Wärmetransport aufgrund des durch die Rohre strömenden Energieträgers. Die Energieträger in Fernwärmenetzen sind entweder Wasserdampf oder Heizwasser. Während des Wärmetransportes kommt es zu Wärmeverlusten. Für die Wärmeverluste ist der Wärmefluß infolge Wärmeleitung radial zur Strömungsrichtung über die Rohrwand verantwortlich. Die Verluste hängen wesentlich von dem Temperaturniveau des Heizwassers bzw. des Dampfes und der Art und Dicke der Isolierung der Rohrwand ab. Sind die Vorlauftemperaturen im Netz überall gleich groß, so ist der Energiestrom proportional zum geförderten Heizwassermassenstrom, der vom Wärmebedarf \dot{Q} der Verbraucher abhängt:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p (T_V - T_R) \quad (3-1)$$

\dot{Q}	Wärmebedarf
c_p	mittlere Wärmekapazität des Wassers
T_V	Vorlauftemperatur
T_R	Rücklauftemperatur
\dot{m}	Wassermassenstrom

Nach Gleichung 3-1 kann ein veränderter Wärmebedarf entweder durch Variation des Massenstromes oder der Temperaturspreizung gedeckt werden. Es gibt daher drei Betriebsarten für Fernwärmenetze:

- *Temperaturgeregelte Fahrweise*
- *Mengengeregelte Fahrweise*
- *Kombibetrieb*

Bei der Betriebsweise mit *temperaturgeregelter Fahrweise* wird die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur angepaßt. Das bedeutet, daß die Außentemperatur die Führungsgröße ist. Der Massenstrom, der von dem Rohrleitungsdurchmesser und der Strömungsgeschwindigkeit abhängt, ist bei dieser Betriebsweise konstant. Bei der zweiten Be-

triebsart, der *mengengeregelten Fahrweise*, kann der Massenstrom des Energieträgers bei konstanter Vorlauftemperatur für unterschiedliche Energienachfragen variiert werden. Als dritte mögliche Betriebsart für das Fernwärmenetz kommt noch der *Kombibetrieb* in Betracht, bei dem die Temperatur und der Massenstrom an den Wärmebedarf angepaßt werden.

Bei der Festlegung der Vorlauftemperatur sind die folgenden Zusammenhänge zu berücksichtigen:

- Die Wärmeverluste steigen linear mit der Vorlauftemperatur.
- Eine niedrige Vorlauftemperatur führt zu hohen Massenströmen und Druckabfällen im Netz. Der Aufwand für die Druckhaltung wird damit besonders groß, da der Energieaufwand zum Antrieb der Umwälzpumpen und damit die Kosten der Umwälzung quadratisch von der Strömungsgeschwindigkeit abhängen.
- Eine Anhebung der Vorlauftemperatur erhöht bei Kraft-Wärme-Kopplung die Wärmegestehungskosten.
- Durch niedrige Vorlauftemperaturen können Verteilungsnetze teilweise kostengünstiger aufgebaut werden.

Für die Betriebsweise mit gleitender Vorlauftemperatur bzw. variablem Massendurchsatz sind die gleichen Anlagekomponenten für das Fernwärmeversorgungssystem erforderlich, lediglich die Dimensionierung ist unterschiedlich.

Eine Sonderform der Fernwärme ist die Nahwärme. Unter dem Begriff Nahwärme werden im allgemeinen Sprachgebrauch kleinere Wärmeverteilungsnetze zusammengefaßt, die typischerweise maximale Vorlauftemperaturen von 90 °C und einen maximalen Druck von 5 bar nicht überschreiten. Aufgrund der Vertragsverhältnisse zwischen Wärmelieferanten und Kunden handelt es sich jedoch auch hierbei im vertragsrechtlichen Sinn um Fernwärme.

Fernwärmeverteilung

Die Verteilung wird in Haupt-, Mittel- und Unterverteilung eingeteilt, für die mehrere Parameter wie Netzsystem, Leitungsanzahl, Art, Ort, Technik und Medium der Verlegung festgelegt werden müssen. Die Netzteile übernehmen unterschiedliche Aufgaben der Verteilung, die im Folgenden aufgelistet sind:

Hauptverteilung: System von Transportleitungen, das die einzelnen Versorgungsgebiete mit dem Wärmeerzeuger verbindet.

Mittelverteilung: Die Versorgungsgebiete werden gedanklich in einzelne Versorgungsquartiere eingeteilt. Die Leitungsstränge der Mittelverteilung verbinden diese einzelnen Quartiere untereinander und mit der Einspeisestelle der Hauptverteilung. Das Mittelverteilungsnetz hat ein Einzugsgebiet von rund 3 km². An die Mittelverteilung sind nur selten Verbraucher angeschlossen.

Unterverteilung: Rohrleitungsnetz innerhalb eines Versorgungsgebietes einschließlich die Hausanschlußleitungen. Die Hausanschlußleitungen verbinden das Unterverteilungsnetz mit den hausinternen Wärmeübergabestationen. Unterverteilungsnetze versorgen üblicherweise Gebiete in der Größenordnung von 0,25 km².

Die einzelnen Anlagekomponenten sind durch Wärmeübergabestationen miteinander verbunden. Die Systeme mit gleichartigen Verteilungsaufgaben können sich durch die Wahl des Netzsystems, der Leitungsanzahl und Art, Ort, Technik und Medium der Verlegung unterscheiden. Die größten Variationsmöglichkeiten existieren im Bereich der Unterverteilung in der die größten Leitungslängen verlegt werden. Vergleicht man die bestehende Netzstruktur in der Bundesrepublik Deutschland, so erkennt man, daß die Parameterwahl im Bereich der Verteilung nicht einheitlich war /BMFT 1977, BMFT 1984, AGFW 1998/.

Netzsysteme

Für die Verteilung sind drei Netzsysteme gebräuchlich:

1) Strahlennetz:

Beim *Strahlennetz* verästeln sich die von der Wärmeerzeugungsanlage abgehenden Leitungen wie bei einem Baum. Den günstigen Baukosten steht der Nachteil gegenüber, daß bei Rohrbruch, Reparaturarbeiten etc. alle unterhalb der Schadstelle liegende Verbraucher nicht mehr versorgt werden können.

2) Ringnetz:

Das *Ringnetz* besteht aus einem Ring von dem einzelne Strahlensysteme abgehen. Durch die Ringform können mehrere Erzeugeranlagen eingebunden werden. Da die meisten Kunden über zwei Leitungswege zu erreichen sind, wirken sich Störungen häufig nur auf ein Teilgebiet aus. Die Versorgungssicherheit wird erhöht.

3) Vermaschtes Netz:

Das *vermaschte Netz* ist eine verbesserte Form des Ringnetzes, bei dem parallele Verbindungsleitungen an den Ring angeschlossen werden. Die Versorgungssicherheit ist damit am größten.

Das Netzsystem ist meistens von der Größe, dem Versorgungsgrad eines Gebietes und der Einbindung von Wärmeerzeugern abhängig. Strahlennetze werden daher hauptsächlich für die Nahwärmeversorgung eingesetzt. Die Struktur wird durch die städtebaulichen Gegebenheiten (Straßenführung, räumliche Anordnung der Häuser) beeinflusst.

Anzahl der Leitungen

Nach Anzahl der Leitungen unterscheidet man in Einleiter-, Zweileiter-, Dreileiter- und Vierleitersysteme. Das Einleitersystem kommt nur bei Dampfnetzen vor und wird in Deutschland nicht angewendet. Am häufigsten ist das Zweileiter-System zur Versorgung mit Raumwärme

und Brauchwasser. In einem Zweileitersystem dient eine Leitung als Vorlauf, die andere als Rücklauf des Energieträgers. Das Dreileitersystem wird in besonderen Fällen angewendet. Zwei getrennte Vorlaufleitungen mit unterschiedlichen Temperaturen können dabei Abnehmer mit unterschiedlichen Anforderungen an den Wärmeträger, z. B. Industrieabnehmer und Haushalte, oder unterschiedlichen Betriebsbedingungen, z. B. Sommer- und Winterbetrieb, bedienen. Die Rücklaufleitung wird im Dreileitersystem gemeinsam benutzt. Das Vierleitersystem wird notwendig, wenn die beiden Vorlaufleitungen unterschiedliche Heizmedien (Dampf und Wasser) und Drücke haben oder es sich um eine solar unterstützte Nahwärmeversorgung handelt. Bei der solar unterstützten Nahwärmeversorgung werden durch zwei Leitungen die Kollektorfelder (z. B. auf verschiedenen Hausdächern) mit der Heizzentrale verbunden /Bine 1998/. Es ist naheliegend, daß die Verlegekosten und damit der Kapitaldienst und die Betriebskosten mit der Anzahl der Leitungen zunehmen.

Verlegeart

Die Verlegeart hängt im Wesentlichen von der Geländebeschaffenheit und der Bebauung ab. Man unterscheidet in erd-, frei- und kanalverlegte sowie in verschüttweise ausgeführte Leitungen. Für die Hauptverteilung kommen aufgrund der großen Leitungsdurchmesser nur frei- und kanalverlegte Leitungen in Betracht. Freileitungen sind zwar kostengünstiger, aber wegen der optischen Belastung und dem Platzbedarf nur sehr eingeschränkt einsetzbar.

Verlegeort

Der Verlegeort wird meistens durch den Verlauf von Straßen bzw. Gehwegen vorgegeben³⁸. Die Verlegekosten (Tiefbaukosten) sind durch organisatorische (z. B. Absperrungen, Umleitungen) und baustatische Anforderungen³⁹ wesentlich höher als die Materialkosten der Rohrleitungen (vgl. Abbildung 3-8). Die Baukosten werden durch die Bodenbeschaffenheit, Art der Gelände- und Straßenoberfläche, Maßnahmen zum Schutz vorhandener Anlagen und durch die erforderliche Umgehung von Fremdleitungen beeinflusst. Die Investitionskosten für die Unterverteilung von Fernwärme mit geringem Wärmebedarf und für Nahwärmesysteme können bei Wahl eines anderen Verlegeortes optimiert werden /Witt 1995/, /AGFW 1998/, wenn:

- bei der Trassenlegung Freiflächen benutzt werden,
- Straßen mit hoher Verkehrsdichte vermieden werden,
- eine Kellerverlegung erfolgt,
- Tiefbau im Gehwegbereich vorgenommen wird,

³⁸ Da im Bereich von Privatgrundstücken das Wegerecht (Grunddienstbarkeiten) geklärt werden müßte.

³⁹ Die erforderliche Verlegetiefe bestimmt wesentlich die Baukosten. Die realisierbare Tiefenlage wird durch auftretende Verkehrslasten beeinflusst. Werden Leitungen im Straßenbereich verlegt, so müssen Erschütterungen und Schwingungen bei der Netzauslegung berücksichtigt werden.

- die Trassenlegung mit sonstigen Baumaßnahmen koordiniert wird.

Die reine Kellerverlegung ist sehr kostengünstig, da weder Tiefbauarbeiten noch spezielle Fernwärmerohre⁴⁰ verlegt werden müssen. Die Leitungen bestehen meistens aus Heizwasserrohren die mit Steinwolle isoliert sind. Voraussetzung für die Kellerverlegung ist, daß die Häuser (Reihenhäuser) oder Tiefgaragen miteinander verbunden sind. Ein Nachteil der Kellerverlegung ist im Neubaugebiet der hohe Koordinationsaufwand, da die Leitungen erst verlegt werden, wenn alle verbindenden Keller gebaut sind. Bei der Kellerverlegung treten wie bei der Verlegung im Privatgrundstücken rechtliche Probleme auf, da ein Grunddienst in Anspruch genommen werden muß.

Verlegemedium

Für die Fernwärmeversorgung werden zur Zeit für Vorlauftemperaturen bis 130 °C weitgehend Kunststoffverbund-Mantelrohre (KMR)⁴¹ verlegt. Früher und für höhere Vorlauftemperaturen werden Stahlmantelrohre⁴² eingesetzt. Im Bereich der Unterverteilung der Fernwärmeversorgung und für die Nahwärmeversorgung, das heißt für Systeme mit Vorlauftemperaturen unter 90 °C und mit einem maximalen Druck von 5 bar, können neuartige flexible Verlegesysteme verwendet werden. Hierzu zählen Kunststoff-Mediumrohre (PMR)⁴³, DUO-Rohre und flexiblen Metallmediumrohre (MMR)⁴⁴ /Schwarz 1996, Dötsch et al. 1998/. Die verfügbaren Rohrdimensionen sind bis DN 80 beschränkt. Durch die Verwendung von flexiblen Rohrsystemen können Kostensenkungspotentiale erschlossen werden, da flexible Rohrsysteme in großer Länge (von Rolle) verlegt werden können. Dadurch wird die Anzahl bzw. der Bedarf an Muffenverbindungen reduziert, die Betriebssicherheit erhöht und der Trassenverlauf kann frei den geographischen Gegebenheiten angepaßt werden (vgl. Abschnitt Unterverteilung und Hausanschlüsse). Das System ist unempfindlicher gegen auftretende Spannungen. Bei DUO-Rohren befinden sich Vorlauf und Rücklauf in einem Hüllrohr. Im Vergleich mit zwei Einzelrohren weisen DUO-Rohre einen sehr geringen Wärmeverlust auf, der Materialpreis reduziert sich um 25 % und die Tiefbauarbeiten können verkürzt werden.

⁴⁰ Heizwasserrohre, die mit Steinwolle oder ähnlichem isoliert werden, sind ausreichend, da die Isolierung des Rohres nicht wie bei erdverlegten Leitungen gegen eindringendes Wasser hermetisch dicht sein muß. Die nachträgliche Isolierung von Abzweigungen und Verbindungen ist weniger aufwendig.

⁴¹ Bei KMR handelt es sich um starre, vorisolierte Stahlrohre, bei denen Stahl-Innenrohre (oder Stahl-Mediumrohre), Wärmedämmung und ein äußerer Kunststoffmantel einen kraftschlüssigen Verbund bilden.

⁴² Die Stahlmantelrohrverlegung verwendet zwei Röhren aus Stahl, die konzentrisch angeordnet sind und in ihrem Ringraum die Wärmedämmung aufnehmen. Das innere Rohr dient als Mediumrohr, das äußere als Feuchtigkeits- und Festigkeitsschutz der Leitung.

⁴³ Flexible Kunststoffmediumrohre bestehen aus einem Mediumrohr aus vernetztem Polyethylen (PEX oder Polybuten (PB), einer Dämmschicht aus semiflexiblen Polyurethan (PUR). Diese sind kraftschlüssig durch einem Mantel aus Polyethylen (PE) verbunden.

⁴⁴ Flexible Metallmediumrohre bestehen im Regelfall aus einem geraden oder gewelltem Kupfermediumrohr. Das Mediumrohr ist mit semiflexiblen Polyurethan (PUR) oder verdichteter Glaswolle wärmegeämmt sowie mit einem Polyethylen Rohr (PE) ummantelt.

Verlegetechnik

Die Verlegetechnik ist weitgehend vom gewählten Verlegemedium abhängig. Bei den Verlegetechniken sind Kosteneinsparungen durch

- Kaltverlegung⁴⁵,
- Flachverlegung⁴⁶,
- Übereinanderverlegung der Leitungen mit Festpunktbrücke⁴⁷,
- Minimierung der Verbaumaßnahmen⁴⁸ bzw. des Schachtbauwerks
- Tagestakt / Tagesbaustellen⁴⁹,

möglich. Da im Kostenschwerpunkt Tiefbau 50 % der Kosten zeitabhängig sind /AGFW 1998/ ergeben sich bei der verbesserten Verlegetechnik große Einsparpotentiale. Hierdurch können Bauabläufe beschleunigt und der Umfang der Tiefbauarbeiten reduziert werden. Zusätzliche Maßnahmen können (z.B. Fußgängerbrücken, Grabenumbau und Verkehrssicherheitsmaßnahmen) weitgehend minimiert werden. In Abbildung 3-8 ist die Zusammensetzung der Verlegekosten der Nah-/ Fernwärmeversorgung dargestellt /Winkens 1995, AGFW 1998/.

Die Abhängigkeit vom Verlegeort ist jedoch nicht allein ausschlaggebend für die Kostenstruktur der Verlegung. Vergleiche mit Kosten für Fern-/Nahwärmeversorgungsnetze in Dänemark ergeben, daß diese nur einen Bruchteil der Kosten in Deutschland betragen. Während deutsche Planer und Hersteller oft von Leitungskosten zwischen 400 und 1000 DM pro Meter Trasse ausgehen, werden in Dänemark seit langem Kosten von nur 180 DM bis 320 DM pro Meter Trasse (Vor- und Rücklauf) realisiert. In Abbildung 3-9 ist ein Vergleich der Leitungskosten in DM/m für DN 100 in Dänemark und Deutschland dargestellt.

⁴⁵ Bei der Kaltverlegung entfällt der zeitliche Aufwand, der durch den Vorheizvorgang entsteht. Da bei dieser Verlegeart höhere Spannungen entstehen ist diese Verfahren nicht für große Nennweiten (< DN 400) und hohen Temperaturen (< 120 °C) geeignet. Zur Aufnahme der Restdehnungen können Kompensatoren eingesetzt werden.

⁴⁶ Bei der herkömmlichen Verlegung, der sogenannten Gefälleverlegung, werden die Rohrleitung mit definierten Hoch- und Tiefbaupunkt verlegt. Bei der Flachverlegung folgen die Rohrleitungen der Geländeform ohne geplante Hoch- und Tiefpunkte.

⁴⁷ Der Rohrgraben wird dadurch zwar etwas tiefer, jedoch zugleich deutlich schmaler ausgehoben, so daß das Tiefbauvolumen geringer und die Trassenfindung erleichtert wird.

⁴⁸ Aufgrund der angewendeten Flachverlegung ist häufig kein Verbau notwendig.

⁴⁹ Bei den sogenannten Tagesbaustellen werden die Schritte des Verlegung (Straßenabruch, Graben ausheben, Rohre verlegen, einsanden, Verdichten und Wiederverfüllung des Aushubs) innerhalb eines Arbeitstages durchgeführt. Dadurch entfallen aufwendige und langfristige Verkehrssicherungsmaßnahmen.

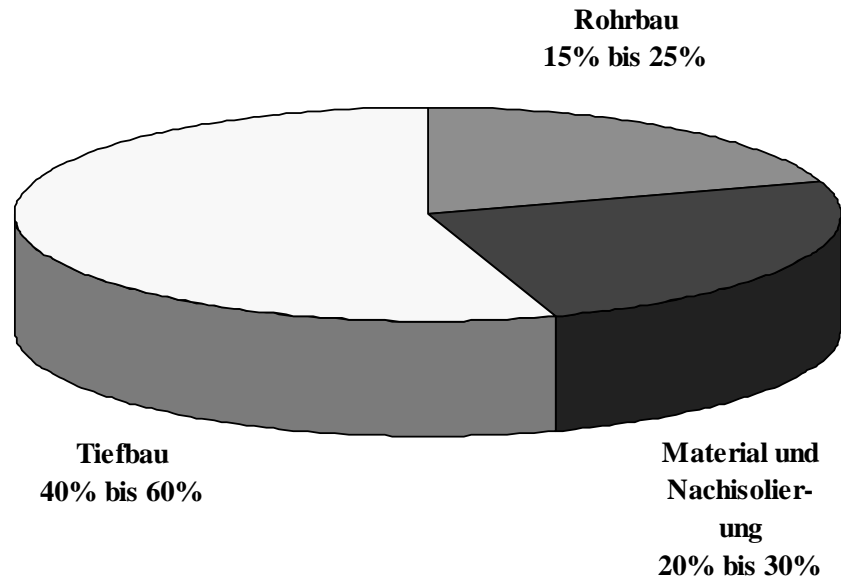


Abbildung 3-8: Struktur der Verlegekosten der Fern- / Nahwärmeverteilung

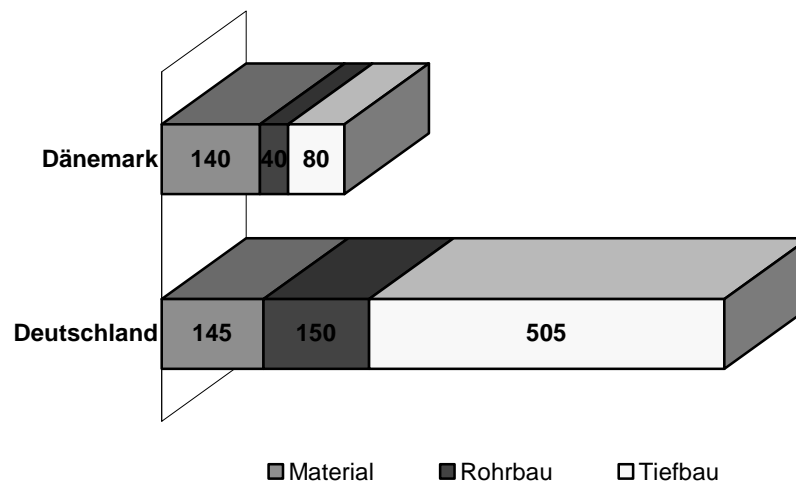


Abbildung 3-9: Vergleich der Leistungskosten in DM/m für DN 100 in Dänemark und Deutschland

Die Kosten differieren hauptsächlich im Rohrbau und Tiefbau. Die Ursachen hierfür sind zum geringeren Teil durch technische Randbedingungen (in Deutschland schwerer Straßenaufbau und strengere Vorschriften) und zum größeren Teil durch organisatorische Randbedingungen (in Dänemark nach wettbewerbsintensiver Ausschreibung, Vergabe von mehrjährigen großen Auftragsvolumina an einen Auftragnehmer) bedingt. In Dänemark geht üblicherweise nur die Länge der verlegten Trasse und der Durchmesser der Leitungen in die Ausschreibung ein. In Deutschland wird jedes Teilstück getrennt angeboten und abgerechnet. Umgerechnet auf die Trassenlänge streuen die Kosten in Deutschland sehr stark. Die Auftragslage der Tiefbauunternehmer scheint häufig der dominierende Kostenfaktor zu sein. In

Abbildung 3-10 sind verschiedene spezifische Verlegekosten für Fern-/Nahwärmenetze dargestellt.

Sind diese Parameter für das Rohrleitungssystem wie oben erläutert (Netzsystem, Leitungsanzahl, Art, Ort, Technik und Medium der Verlegung) festgelegt, müssen noch die Komponenten zur Druckerhöhung dimensioniert werden.

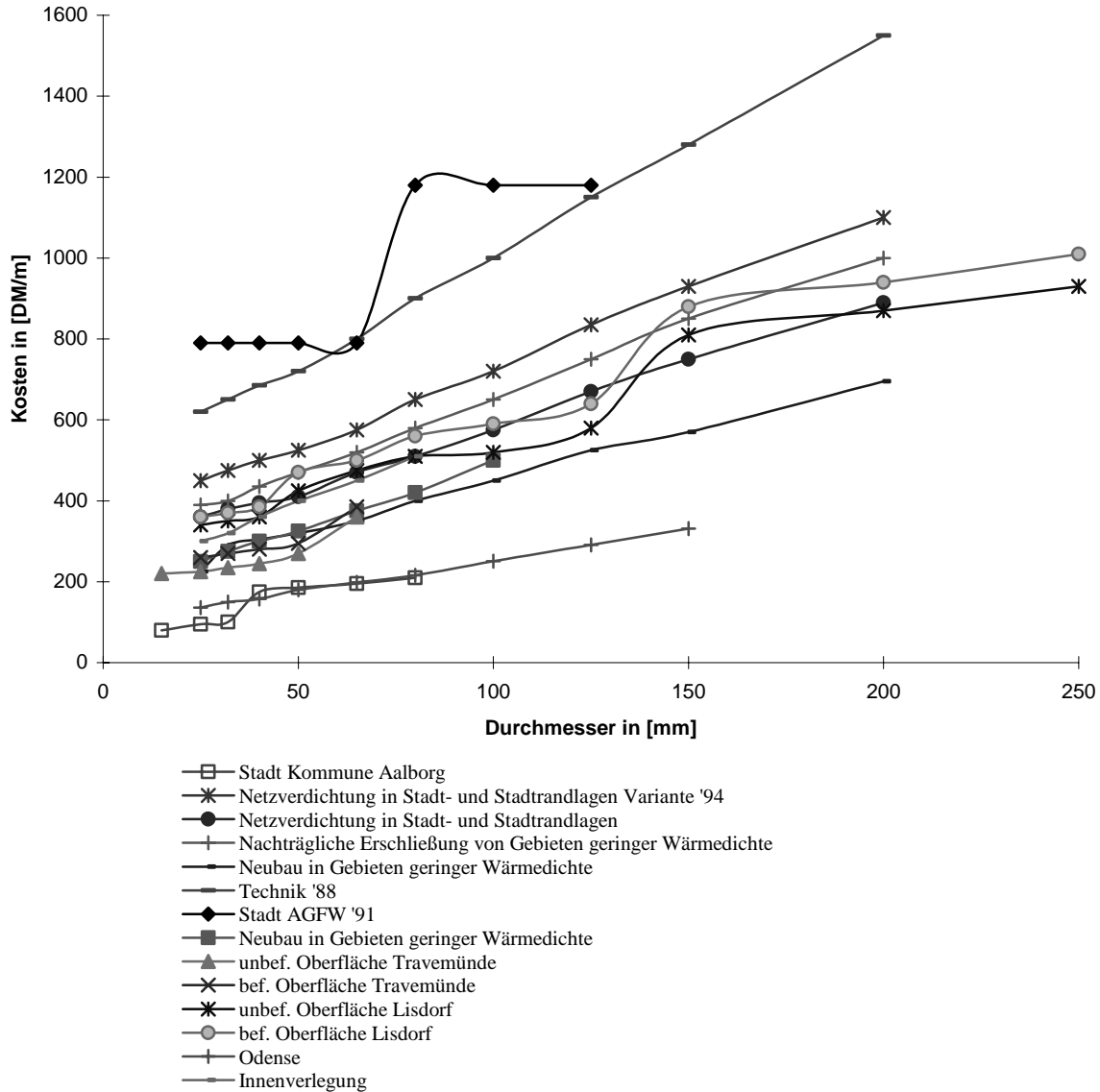


Abbildung 3-10: Spektrum der Verlegekosten von Fern-/Nahwärmeleitungen /AGFW 1998/, /Winkens 1994/, /Nast 1996/, /Nitsch 1994/

Druckerhöhungsstationen

Da Fernwärmeversorgungssysteme mit Heizwasser wie alle Wasserrohrnetze hydraulischen Gesetzmäßigkeiten unterliegen, müssen auch hier die Druckverluste durch die Reibung an den Rohrwänden, Krümmungsverluste, Schieberverluste und Verluste an den Armaturen durch Druckerhöhungsstationen ausgeglichen werden. Hierfür fördern Umwälzpumpen das Fernheizwasser durch das Versorgungsnetz bis zum entferntesten Verbraucher. Somit ergibt

sich der Betriebsdruck an den jeweiligen Stellen des Fernwärmeanschlusses aus dem Ruhe-
druck zuzüglich des Pumpdruckes. Der Differenzdruck zwischen Vor- und Rücklaufleitung
ist in der Nähe des Wärmeerzeugers am größten. Die Wärmeabnahme eines Verbrauchers
erfolgt über eine Wärmeübergabestation (Hausstation). Um eine gleichmäßige Heizwasser-
verteilung entsprechend den Festlegungen des Wärmelieferungsvertrages zu erreichen, wer-
den in den Hausstationen Drosselorgane, wie Differenzdruckregler und Mengengrenzer,
eingebaut. Die Wärmeübergabe kann direkt durch Regel- und Sicherheitsorgane (Druck- und
Temperaturreduzierung) oder indirekt, über Wärmeübertrager erfolgen (vgl. Kapitel 3.3.5).
Druckerhöhungsstationen sind bei kleineren und mittleren Wärmeverteilungsnetzen im Re-
gelfall nicht notwendig.

Unterverteilung und Hausanschlüsse

Im Bereich der Unterverteilung können unterschiedliche Trassenführungen /Witt 1995/
/Dötsch et al. 1998/ realisiert werden (vgl. Abbildung 3-11).

Die häufig eingesetzte „Standard“-Trassenführung in öffentlichen Wegen bietet die
größte Flexibilität bzgl. des Anschlusses weiterer Kunden, da jeder Kunde separat ange-
schlossen wird⁵⁰. Bei dichter Bebauung ergeben sich aufgrund vieler Abzweigungen und
Formstücke hohe Investitionskosten.

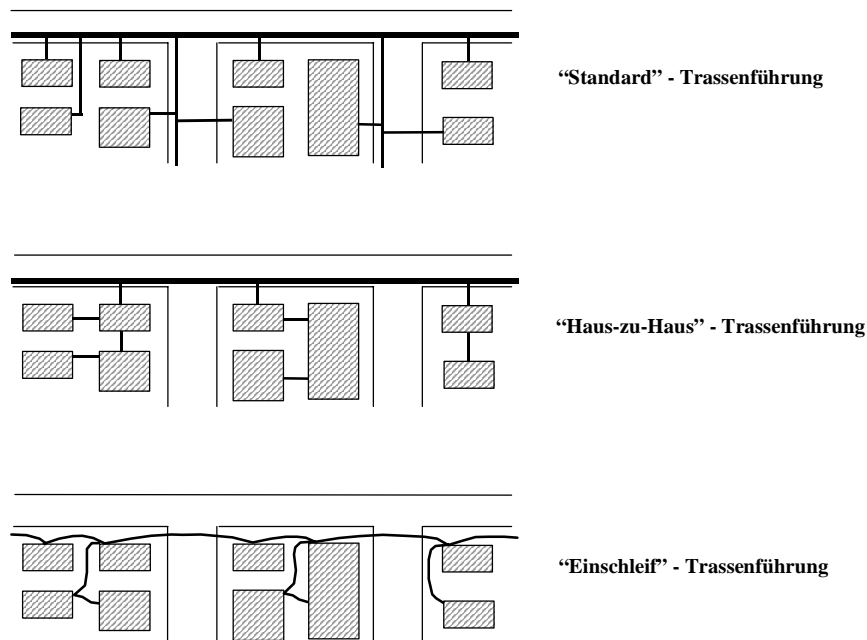


Abbildung 3-11: Möglichkeiten der Trassenführungen zur Unterverteilung

Die „Haus-zu-Haus“-Trassenführung faßt Häuser zur Gruppen zusammen. Hierbei
wird nur ein Haus an die Verteilleitung angeschlossen. Von diesem werden die anderen Häu-

ser der Gruppe erschlossen⁵¹, so daß weniger Abzweigungen von der Verteilleitung notwendig sind. Im Grenzfall der Reihenhausbauung geht diese Trassenführung in die Kellerverlegung über. Durch diese Trassenführung werden insgesamt Leitungslängen eingespart. Unterverteilung und Hausanschlüsse werden kostengünstiger aufgrund geringerer Tiefbauarbeiten.

Die „Einschleif“-Trassenführung basiert auf keiner Netzstruktur (Strahl- oder Ringnetz) sondern verbindet alle Häuser mit der „Haus-zu-Haus“-Trassenführung. Dies ermöglicht es, auf erdverlegte Rohrverbindungen und Abzweigungen weitgehend zu verzichten. Eine nachträgliche Erweiterung ist so gut wie nicht möglich. Daher ist die Einschleifmethode nur bei kleinen, geschlossenen Nahwärmenetzen mit flexiblen Rohrsystemen vorteilhaft /Witt 1995/, /Dötsch et al. 1998/. Diese Trassenführung ist nicht auf jeden Fall günstiger, da die Materialkosten für flexible Leitungssysteme⁵² heute im Allgemeinen höher sind als bei starren. Die wesentlichen Einflußgrößen neben den Tiefbau-, Material-, Verlege- und Planungskosten sind vor allem die Abzweighäufigkeit⁵³ und die Versprunghäufigkeit⁵⁴ /Goldbach 1998/. Daher kann ein guter Kompromiß aus technischer und wirtschaftlicher Sicht eine Mischung verschiedener Rohrsysteme sein.

3.2.2 Gasversorgung

Erdgas wird in der Regel nach der Gewinnung über Hochdruck-(HD)-Ferngastransportleitungen mit Betriebsdrücken von 6,75 bar bis zu 80 bar transportiert. HD-Transportleitungen sind in Deutschland als überregionale Verbundnetze, betrieben von Ferngas- oder Transportgesellschaften, in Betrieb. Über sie erfolgt die Einspeisung in regionale HD-Netze und Leitungen der Gasversorgungsunternehmen (GVU) sowie Abgabe an sonstige Großkunden. Aus den regionalen Transportleitungen werden Ortsgasnetze der GVVU gespeist und größere Kunden versorgt. Die Netze sind durch Gasübernahmestationen⁵⁵ mit einer Kapazität zwischen 50 bis ca. 1000 MW miteinander verbunden. Die Letztkunden eines GVVU werden über das Niederdruck-(ND)-Leitungsnetz (< 100 mbar) bzw. Mitteldruck-(MD)-Netz (< 1 bar) beliefert und ggf. über HD-Netze, die dem ND-Netz überlagert sind. Die Transportleistung \dot{Q} wird durch den Massenstrom \dot{m} und den Heizwert H_u bestimmt:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot H_u \quad (3-2)$$

⁵⁰ Doppelhaushälften werden mit einer Abzweigung versorgt.

⁵¹ Aufgrund der Verlegung in Privatgrundstücken ist die Grunddienstbarkeit zu klären.

⁵² vor allem bei Nennweiten über DN 50

⁵³ Durchschnittliche Entfernung zwischen zwei Abzweigungen (z. B. Hausanschlußleitungen)

⁵⁴ Durchschnittliche Entfernung, nach der die Trassenführung verschoben wird.

⁵⁵ Die Funktionen der Gasübernahmestationen besteht aus den Betriebsvorgängen Filtern, Kondensatentfernen, Vorwärmen, Regeln und Messen.

Der Massenstrom \dot{m} ist ein Produkt aus der Dichte ρ , der Transportgeschwindigkeit v und dem Rohrquerschnitt F des Rohres:

$$\dot{m} = \rho \cdot v \cdot F \quad (3-3)$$

Mit dem Durchmesser der Rohrleitungen steigen die Kosten. Aus dieser Sicht ist eine möglichst hohe Strömungsgeschwindigkeit anzustreben, um bei gegebenem Gaszustand einen großen Gasvolumenstrom fortzuleiten zu können. Dem stehen mit der hohen Geschwindigkeit steigende Druckverluste, Geräuschbildung und bei Transportleitungen auch die Kosten für die nach einem Druckabfall wieder erforderliche Druckerhöhung entgegen.

Vorhandene Leitungsnetze bestehen aus Gußeisen, Stahl und Kunststoff. Heutzutage werden bei der Neuverlegung nur noch Kunststoff- und Stahlrohre verwendet. Kunststoffrohre werden hauptsächlich im Bereich der Nieder- und Mitteldruck-Gasverteilung eingesetzt. Im Unterschied zu einem Fernwärmenetz sind die Rohrdurchmesser aufgrund der größeren Energiedichte des Erdgases kleiner. Beim Bau eines Gasnetzes müssen die gleichen Parameter wie beim Bau eines Fernwärmenetzes festgelegt werden. Im Einzelnen sind dies das Netzsystem, Ort, Technik und Medium der Verlegung. Für das Netzsystem kommen wiederum Strahlen-, Ring- oder vermaschtes Netz in Betracht. Die Verlegeart ist für Verteilungsnetze immer die Erdverlegung, wobei die Rohre im Allgemeinen den Straßen folgen.

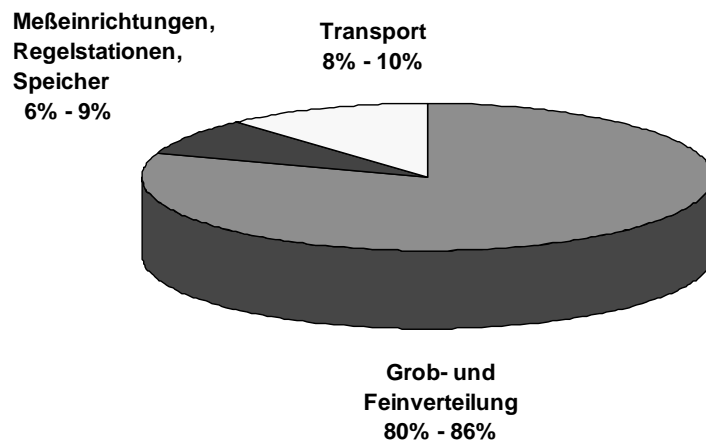


Abbildung 3-12: Prozentuale Aufteilung der Gesamtkosten für die Gasverteilung

Anders als bei Fernwärmenetzen sind bei der Gasverteilung Lecks unbedingt zu vermeiden, wogegen Fernwärmenetze mit Heißwasser durchaus einen geduldeten Wasserverlust haben können. Daher ist bei der Gasversorgung der Korrosionsschutz eine wichtige Aufgabe. Korrosionsschutz wird hauptsächlich durch passive Schutzmaßnahmen erreicht, die aber auch durch zusätzlichen kathodischen Schutz unterstützt werden. Beim passiven Schutz wird versucht, die Leitung durch organische oder anorganische Schutzüberzüge vom Angriffsmittel zu trennen. Unter aktiven Korrosionsschutzmaßnahmen werden diejenigen verstanden, die direkt

in die Korrosionsreaktion eingreifen, um diese zu verhindern, z. B. durch kathodischen Außenschutz. Beim kathodischen Schutz wird Gleichstrom zugeführt, der aus dem Elektrolyten (Boden) in die zu schützende Metalloberfläche eintritt und den Korrosionsströmen entgegengesetzt gerichtet ist.

Die Gesamtkosten der Erdgasversorgung können in die Bereiche Grob- und Feinverteilung, Transport und Meßeinrichtung, Regelstationen und Speicher aufgeteilt werden. Die meisten Kosten der Erdgasversorgung entstehen für die Grob- und Feinverteilung (vgl. Abbildung 3-12).

Die spezifischen Verlegekosten der Gasverteilung unterliegen ebenso wie bei der Fernwärmeversorgung einer Kostendegression. Die spezifischen Kosten für PE-Rohre und Stahlrohre in Abhängigkeit unterschiedlicher Geländebedingungen und Nennweiten sind in Abbildung 3-13 dargestellt.

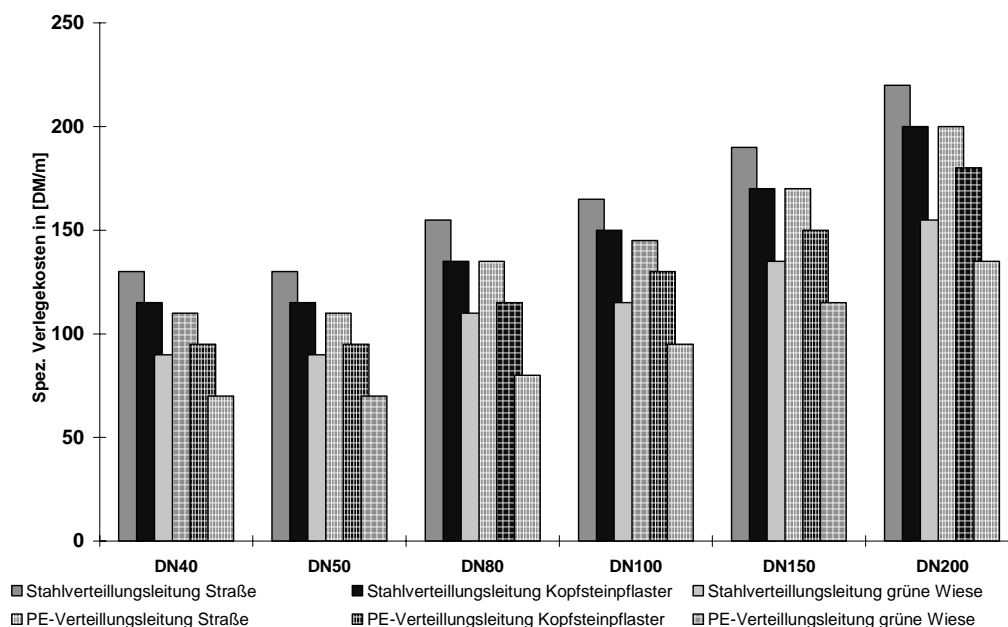


Abbildung 3-13: Spezifische Verlegekosten für Gas-Verteilungsleitungen in Abhängigkeit des Durchmessers, Rohrart und Oberflächenbeschaffenheit /Wesemann 1997/

3.3 Haustechnik

In der Bundesrepublik Deutschland verfügten im Jahr 1996 ca. 70 % aller Wohnungen über eine Zentralheizung. Die Einzelofen-Heizung hatte einen Anteil von 22 %. In den restlichen 8 % sind Etagenheizungen bzw. Mehrraumofen-Heizungen installiert /VDEW 1997/. Bei der Hälfte der Einzelöfen handelt es sich um Elektro-Heizsysteme (Speicherheizung mit Einzelgeräten). Die Entwicklung der Heizstruktur von 1976 bis 1996 in Westdeutschland zeigt auf, daß der Anteil der Einzel-Ofenheizungen sich in diesem Zeitraum nahezu halbiert hat, jedoch der Gesamtanteil der Elektro-Heizsysteme in diesem Zeitraum nahezu konstant

ist. Der Anteil der Zentralheizung hat im gleichen Zeitraum um 15 % zugenommen /VDEW 1997/. Die Änderungen in der Heizungsstruktur beruhen vor allem auf dem Abriß von älteren Gebäuden mit überwiegendem Anteil an Einzelofenheizungen, dem Neubau von Gebäuden, in denen beinahe ausschließlich Zentralheizungen installiert werden, und der Renovierung von Gebäuden, in denen Einzelofen-Heizungen durch Zentralheizungen oder Etagenheizungen ersetzt wurden.

Im Folgenden werden aufgrund des dominierenden Anteils von Zentralheizungen diese Systeme näher untersucht. Hierbei wird unterschieden zwischen Öl- und Gaszentralheizungen, Wärmepumpen und Hausstationen. Zusätzlich zu den Heizungssystemen werden Absorptionskältemaschinen betrachtet, da diese es ermöglichen, neue Absatzmärkte für die Fernwärme zu erschließen. Im Weiteren wird auf verschiedene Systeme der Brauchwassererwärmung (z. B. mit Hilfe thermische Solaranlagen) eingegangen.

3.3.1 Öl- und Gas-Zentralheizungen

Eine Kesselanlage besteht im Allgemeinen aus dem Heizkessel, dem Brenner, dem Schornstein und der Regelung. Diese unterschiedlichen Komponenten müssen aufeinander abgestimmt sein, um ein Optimum an Wirtschaftlichkeit, Energieeinsparung und Umweltschutz zu erreichen. Die meisten Heizungsanlagen werden mit Gebläsebrennern betrieben. Wobei sich Gebläsebrenner sowohl für die Öl- als auch für die Gasfeuerung eignen, da diese Brennstoffe annähernd das gleiche Verbrennungsverhalten aufweisen. Bei den heutzutage eingesetzten Kesseln unterscheidet man insbesondere zwischen Niedertemperatur-Heizkesseln und Brennwert-Heizkesseln.

Niedertemperatur-Heizkessel

Niedertemperatur-Heizkessel sind Heizkessel, in denen die Temperatur des Wärmeträgers durch selbsttätig wirkende Einrichtungen von max. 75 °C gleitend herab bis auf 40 °C oder noch tiefer abgesenkt werden kann bzw. die auf nicht mehr als 55 °C einstellbar sind /Recknagel 1999/. Allgemein werden durch den Niedertemperaturbetrieb unwirtschaftlich hohe Kesseltemperaturen vermieden und damit ein höherer Jahresnutzungsgrad erreicht.

Niedertemperatur-Heizkessel unterscheiden sich von konventionellen Heizkesseln hinsichtlich ihrer konstruktiven Merkmale nur in Details. Im Niedertemperaturbetrieb kann es bei bestimmten Betriebszuständen zu einer Taupunktunterschreitung kommen, in Folge der es zur Kondenswasserbildung und unter Umständen auch zu Schwefelsäureausscheidungen aus den Abgasen kommt. Daher sind Niedertemperaturkessel auch bei kurzzeitigem Kondensationsanfall nicht durch Korrosion gefährdet.

Brennwert-Heizkessel

Brennwert-Heizkessel sind Heizkessel, in denen die im Wasserdampf des Abgases enthaltene Latentwärme durch Kondensation nutzbar gemacht werden kann. Der Latentwärmeanteil von Abgasen macht den Unterschied zwischen dem unteren Heizwert H_u und dem Brennwert (oberer Heizwert) H_o eines Brennstoffs aus und ist von der Art des Brennstoffs abhängig. Der in Erdgas enthaltene besonders hohe Anteil an Wasserstoffverbindungen führt zu einem besonders günstigen Heizverhältnis zwischen H_o zu H_u von 1,10 - im Gegensatz zu Heizöl EL von nur 1,05. Dies und die wesentlich geringeren Aggressivbestandteile im Brennstoff Erdgas bewirken, daß die Brennwerttechnik bevorzugt bei Erdgas eingesetzt wird. Im Gegensatz zu Niedertemperaturkesseln wird der durch die Verbrennung im Abgas auftretende Wasserdampf genutzt. Bei gleichzeitiger Verwendung von Heizungsanlagen mit niedriger Systemtemperatur können etwa 50 % bis 80 % der im Kondensat enthaltenen Wärme wiedergewonnen werden. Damit lassen sich bei Erdgas Kesselwirkungsgrade - bezogen auf den unteren Heizwert H_u - bis zu rund 107 % erreichen /Buderus 1994/.

Tabelle 3-2: Vergleich des Kesselwirkungsgrade unterschiedlicher Heizkessel (15 kW, 18 kW, 38 kW, 50 kW)

Heizkesselart	Wirkungsgrad [%]
Heizkessel Heizöl EL 90 / 70 °C mit Brenner mit Gebläse	0,89
Heizkessel Erdgas 90 / 70 °C mit Brenner mit Gebläse	0,9
Heizkessel Erdgas 90 / 70 °C mit Brenner ohne Gebläse	0,9
Niedertemperatur Heizkessel Heizöl EL 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,91
Niedertemperatur Heizkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,91
Niedertemperatur Heizkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner ohne Gebläse	0,91
Brennwertkessel Heizöl EL 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,96
Brennwertkessel Heizöl EL 45 / 35 °C mit Brenner mit Gebläse	0,98
Brennwertkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner mit Gebläse	0,98
Brennwertkessel Erdgas 70 / 50 °C mit Brenner ohne Gebläse	0,97
Brennwertkessel Erdgas 45 / 35 °C mit Brenner mit Gebläse	1,04
Brennwertkessel Erdgas 45 / 35 °C mit Brenner ohne Gebläse	1
Zentralheizung über Fernwärmebezug 80 / 45 °C	0,97

Quelle: /Prognos 1992/, /Lutz 1996/, /BGW 1997a/, /BGW 1997b/ und andere Herstellerangaben

Beim Vergleich der Wirkungsgrade unterschiedlicher Heizkessel stellt man fest, daß Brennwert-Heizkessel theoretisch einen um 5-11% besseren Kesselwirkungsgrad als andere Heizkesseltypen aufweisen. In der Praxis hängt der Wirkungsgrad des Heizkessels aber vom Temperaturniveau der Heizflächen ab. Zukünftig ist nicht mehr mit einer erheblichen Wirkungsgradverbesserung zu rechnen /Prognos 1992/, /Recknagel 1999/.

3.3.2 Brauchwassererwärmung

Warmes Wasser ist heute ein fester Bestandteil des Wärmekomforts. Der Anteil der Wohnungen ohne fließend warmes Wasser nur noch bei 1,3 % liegt. Zur Erzeugung von Brauchwarmwasser werden etwa 10 bis 20 % des Brennstoffes eingesetzt. Aufgrund der verbesserten Wärmedämmung der Gebäude ist eine Erhöhung Brennstoffanteils für Warmwasser auf etwa 20 bis 40% zu erwarten ist. Die Warmwasserbereitung wird daher an Bedeutung gewinnen. Gleichzeitig stellt sie eine gleichmäßig hohe Grundlast über das ganze Jahr dar. Im Gegensatz zu dem hohen Anteil von 70 % an Zentralheizungen liegt der Anteil der zentralen Brauchwasserversorgung in den Gebäuden nur bei 47,4 % /VDEW 1997/.

Hinsichtlich des Konstruktionsprinzips werden Durchfluß-Wassererwärmer und die Bevorratung des Wassers in Warmwasser-Speichern voneinander unterschieden. Warmwasser-Speicher werden meistens mit dem Heizkessel kombiniert und weisen so eine hohe Leistungsfähigkeit bei geringsten Verlusten auf. Zur Abdeckung des normalen Warmwasserbedarfs eines Einfamilienhauses bzw. Zweifamilienhaus werden Warmwasser-Speicher ab einem Speichervolumen von mindestens 150 Litern gewählt⁵⁶. Durchlauferwärmer werden meistens mit Strom oder Gas betrieben. Das Wasser wird während der Entnahme erwärmt.

3.3.3 Wärmepumpe

Eine Wärmepumpe ist definiert als eine Arbeitsmaschine, welche mittels höherwertiger Energie (z. B. Strom), Wärme von einem tiefen auf ein höheres Temperaturniveau hebt. Wärmepumpen dienen dazu, Wärme, die auf einem niedrigeren Temperaturniveau in der Umwelt (z. B. Luft, Erdreich, Gewässer, usw.) zur Verfügung steht, technisch nutzbar zu machen. Sie bestehen aus den folgenden Komponenten:

- Kompressor
- Verdampfer
- Verdichter
- Kondensator und
- Drosselorgan.

Als Kompressoren werden meist Hubkolbenverdichter mit elektrischen Antrieb verwendet. Andere Antriebsarten basieren auf Gas- und Dieselmotoren. Gasmotorwärmepumpen könnten zur Primärenergieeinsparung und damit teilweise zur CO₂-Reduktion beitragen, jedoch werden diese gegenwärtig nur bei Leistungen über 100 kW eingesetzt. Die Effizienz von Wärme-

⁵⁶ Das Speichervolumen von 150 Litern entspricht einer Badewannenfüllung nach DIN 4708. Ohne Speicher ist eine Heizleistung von 35 kW notwendig (bei 5,82 kWh Wannen-Wärmebedarf und einer Füllzeit von 10 Minuten) dagegen mit Speichersystem und bei einer Aufladezeit von 60 Minuten nur eine Heizleistung von 9 kW.

pumpen wird durch die Heizzahl⁵⁷ beschrieben, wobei Gasmotorwärmepumpen je nach Betriebsbedingung Werte zwischen 1,5 und 3 und elektrische Wärmepumpen Werte zwischen 3 und 4 erreichen⁵⁸. Hinsichtlich der Betriebsweise unterscheidet man zwischen monovalenten Systemen, die allein den gesamten Heizwärmebedarf abdecken, und bivalenten, bei denen ein Zusatzheizkessel den Spitzenbedarf abdeckt. Eine spezielle Ausführung der Wärmepumpe ist die Absorptionskältemaschine (vgl. Abschnitt 3.3.6).

Anhand des Vergleichs zweier identisch gebauter Versuchs-Einfamilienhäuser konnte nachgewiesen werden, daß die dort eingesetzte elektromotorische Wärmepumpe gegenüber dem Brennwertkessel 18 % weniger Primärenergie benötigt /N.N. 1996/. Trotz des energetischen Vorteils der Wärmepumpe ist die Gesamtzahl der installierten Anlagen im Zeitraum zwischen 1991 und 1996 in der Bundesrepublik Deutschland jährlich gesunken. Seit 1997 steigt die Anzahl wieder um 1500 Anlagen pro Jahr. 1998 waren 50365 Heizwärmepumpen installiert /VDEW 1999/.

Neue Einsatzbereiche von Wärmepumpen können durch die Kombination zwischen Gasmotor- oder Elektrowärmepumpe und einem BHKW geschaffen werden. Dadurch kann das starre Strom/Wärme-Verhältnis normaler BHKW-Lösungen über weite Bereiche variiert und ein autarker Energieverbund (Strom/Wärme/Kälte) realisiert werden.

3.3.4 Thermische Solaranlagen

Thermische Solaranlagen werden zur Brauchwassererwärmung und zur Unterstützung der Raumheizung eingesetzt. 1997 wurden 380.000 m² Niedertemperatur-Kollektoranlagen installiert /Meliß 1999/. In Deutschland sind überwiegend Kleinanlagen mit Kollektorflächen weit unter 10 m² installiert. Hierbei handelt es sich meistens um Flächenkollektoren, bei denen das Grundprinzip eines Absorbers ausgenutzt wird. Diese haben in der Regel eine schwarze Oberfläche und die Form von Platten, Matten, Röhren oder Schläuchen. Um möglichst optimal die Sonneneinstrahlung auszunutzen, sind die Absorber rückseitig wärmege-dämmt und unter einer transparenten Frontabdeckung in einer kastenförmigen Umrahmung montiert⁵⁹. Die Nutzung einer Kollektoranlage zur Raumheizung kann vor allem in den Monaten der Übergangsjahreszeit die konventionelle Heizungsanlage entlasten, jedoch ist ein Wintereinsatz nicht praktikabel, da die Speicherung der sommerlichen Wärme technisch noch nicht zufriedenstellend gelöst ist. Um die Versorgungssicherheit bei Schlechtwetter zu ge-

⁵⁷ Die Heizzahl ist das Verhältnis von abgegebener Wärme- zu eingesetzter Antriebsenergie für die Wärmepumpe.

⁵⁸ Möglich sind heute Vorlauftemperaturen von 65 °C. Jedoch gilt, daß die Jahresarbeitszahl um so größer ist, je niedriger das Niveau der Wärmeverteilung (z. B. Fußbodenheizung mit 35 °C). Sie ist proportional zur Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle (z. B. Erdreich oder Grundwasser) und Netzvorlauftemperatur des Heizungssystems.

⁵⁹ Herrscht zwischen Absorber und Frontabdeckung ein Vakuum, können die Wärmeverluste, die durch Konvektion auftreten, deutlich reduziert werden. Dieses Prinzip wird beim Vakuum-Flachkollektor angewandt.

währleisten, ist deshalb für Raumwärme- und Brauchwassersysteme eine Nachheizung erforderlich.

Auf dem Markt angebotene Solaranlagen (8,5 bis 13,7 m² Kollektorfläche und 550 bis 920 Liter Speicherinhalt)⁶⁰ zur Brauchwassererwärmung und zur Unterstützung der konventionellen Zentralheizung eines Einfamilienhauses (128 m² Wohnfläche) in Niedrigenergiebauweise bzw. nach WSV0'95 bewirken 18 % bis 24 % Energieeinsparung. Die komplett installierte Anlage kostet zwischen 21.400 und 26.500 DM.

Solaranlagen (3,2 bis 5,5 m² Kollektorfläche⁶¹) nur zur Brauchwassererwärmung eines 4-Personenhaushaltes (200 Liter/d mit 45 °C) können 50 bis 60 % des Energieverbrauchs einer konventionellen Anlage einsparen. Die Kosten für die komplett installierte Anlage betragen zwischen 10.000 und 16.000 DM. Es ist damit zu rechnen, daß die Preise für Kollektoranlagen in den nächsten 10 Jahren um 30 % fallen werden /Kübler 1996/.

In Tabelle 3-3 sind Leistungs-, Temperaturbereich und wirtschaftliche Kenndaten unterschiedlicher Wärmeerzeuger dargestellt.

Tabelle 3-3: Leistungs-, Temperaturbereich und wirtschaftliche Kenndaten unterschiedlicher Wärmeerzeuger /Dötsch et al. 1998/

Wärmeerzeuger		Leistungsbereich	spez. Investitionskosten
Blockheizkraftwerk	ormal	≥ 7 kW _{th}	1500-6000 DM/kW _{el}
	eißgekühlt	≥ 7 kW _{th}	1500-6000 DM/kW _{el}
Brennstoffzelle	ormal	≥ 215 kW _{th}	3000-8500 DM/kW _{el}
	ochtemperaturskopplung	≥ 215 kW _{th}	3500-8500 DM/kW _{el}
Hackschnitzelfeuerung		0,1-2 MW _{th}	120-240 DM/kW _{th}
Solarthermie mit Speicher	ormal	0,1-2 MW _{th}	3500-5500 DM pro MW _{th} und a
	urzfristig	0,1-2 MW _{th}	3500-5500 DM pro MW _{th} und a
Elektrische Wärmepumpe		0,1-2 MW _{th}	1000-1300 DM/kW _{th}
Gasmotor-Wärmepumpe		0,3-2 MW _{th}	1000-1300 DM/kW _{th}
Niedertemperatur-Heizkessel		0,1-2 MW _{th}	35-120 DM/kW
Brennwert-Heizkessel		0,1-2 MW _{th}	70-180 DM/kW
Abwärmenutzung		0,2-2 MW _{th}	gering

3.3.5 Hausstationen

Für die Übergabe der Fern-/Nahwärme sind Hausstationen entwickelt worden. Die Hausstation besteht aus einer Übergabestation und einer Hauszentrale. In der Übergabestation werden die vertragsmäßigen Parameter der Wärmeübergabe (Druck und Temperatur) und in der Hauszentrale die thermischen und hydraulischen Gegebenheiten der Heizungsanlage geregelt. Um die Kosten für den Fernwärmeanschluß eines Gebäudes zu reduzieren, werden industriell

⁶⁰ Aus ökonomischen Gründen müssen Kollektorflächen und Speichervolumen in einem ausgewogenem Verhältnis stehen, da jede Speicherung mit Verlusten verbunden ist und andererseits während Zeiten solarem Überangebots die Kollektortemperatur ansteigt und damit die Kollektorausbeute gemindert wird.

⁶¹ Faustformel für die Dimensionierung: Pro Kopf sollten 1,0 bis 1,5 m² Flachkollektor oder 0,7 bis 1,0 m² evakuierte Röhrenkollektoren installiert werden.

vorgefertigte Kompakt-Hausstationen eingesetzt. Hierbei kann in Abhängigkeit der Anschlußvariante zwischen direktem⁶² und indirektem⁶³ Hausanschluß unterschieden werden.

Als Wärmeübertrager werden bei Hausstationen mit indirekten Hausanschluß meistens Rohrbündel- oder Platten-Wärmetauscher verwendet. Rohrbündel-Wärmetauscher bestehen aus drei Teilen:

- dem äußeren Gehäuse (Mantel), das meistens aus Stahl besteht,
- der inneren aus Röhren bestehenden Wärmeübertragungsbatterie,
- den Ein- und Auslaßkammern für das Heizmittel.

Platten-Wärmetauscher sind äußerst kompakte, wartungsfreundliche und korrosionsbeständige Wärmetauscher. Die Wärmeübertragungsflächen bestehen aus einer Vielzahl von profilgeprägten dünnen Platten, die zu einem Paket zusammengepreßt werden und dadurch ein System von engen Fließspalten ergeben, die wechselseitig von den beiden im Wärmeaustausch stehenden Flüssigkeiten durchströmt werden. Die große Kompaktheit und die kurze Baulänge geben den Platten-Wärmetauschern Vorteile gegenüber den Rohrbündel-Wärmetauschern, sie werden daher meistens in Fernwärmeübergabestationen verwendet. In Abbildung 3-14 sind für verschiedene Hauskompaktstationen die Herstellungskosten in Abhängigkeit der Leistung dargestellt.

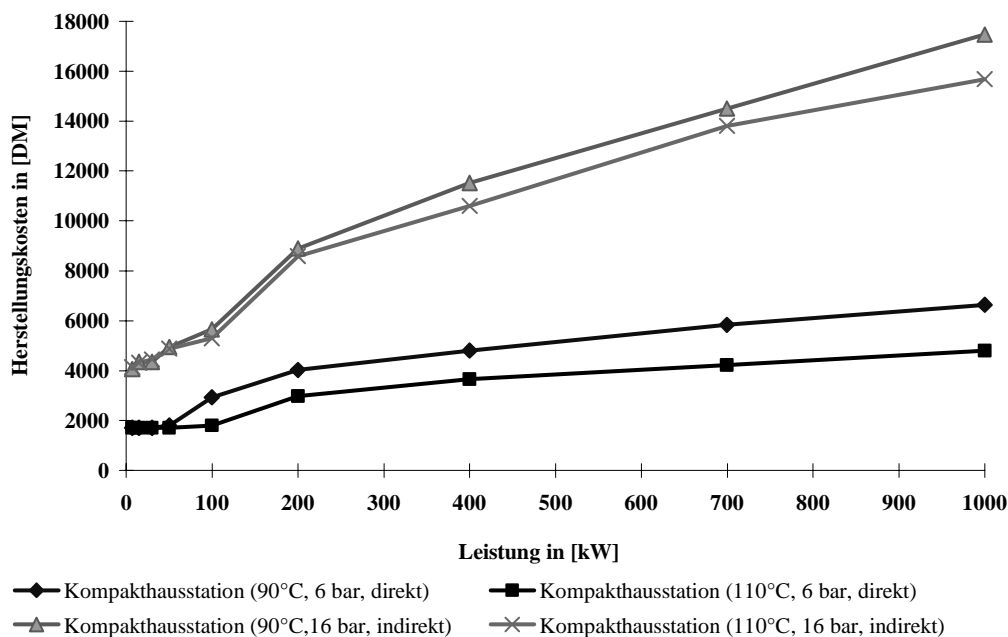


Abbildung 3-14: Vergleich der Herstellungskosten für Kompakthausstationen /AGFW 1998/

Da Fernwärme meist ganzjährig zur Verfügung steht, ist es sinnvoll, neben der Gebäudeheizung auch die Brauchwassererwärmung an das Fernwärmenetz anzuschließen. Hierfür

⁶² Bei dem direkten Hausanschluß wird die Hausheizanlage vom Wasserkreislauf des Nah-/Fernwärmesystems durchströmt. In der Übergabestation ist nur ein Druckreduzierventil vorgesehen.

werden überwiegend Speicher-Brauchwassererwärmer verwendet. Die Wärmegestehungskosten indirekter und direkter Hausübergabestationen eines Einfamilienhauses für einen Bauherrn im Vergleich zu Öl- oder Gaszentralheizung sind in Tabelle 3-5 zusammengestellt. Im Anhang sind die Wärmegestehungskosten für Reihendoppelhäuser, kleine und große Mehrfamilienhäuser aufgelistet.

Aus den in Tabelle 3-5 aufgestellten Wärmegestehungskosten aus Sicht des Bauherrn eines 1-Familienhauses kann keine allgemeine Rangfolge der Wirtschaftlichkeit der Heizungs- und Brauchwassererwärmung-Systeme abgeleitet werden. Die Wärmegestehungskosten hängen stark vom Wärmebedarf eines Gebäudes ab. Für Niedrigenergiehäuser können diese bis zu 24 Pf/kWh betragen, da die Investitionen für Erdgas-, Heizöl-, Nah- und Fernwärme-Wärmeerzeuger kaum mit der geringeren notwendigen installierten Leistung des Wärmeerzeugers abnehmen. Einzelspeicher-Stromheizungen können dagegen wieder wirtschaftlicher sein, da hier die Investitionen linear von der zu installierenden Leistung abhängen. Kompaktübergabestationen werden heute, bei Vergabe eines gesamten Neubaugebietes, bereits komplett installiert für 2500 DM angeboten. Die Kosten für Erdgas- und Heizöl-Wärmeerzeuger werden sich dagegen zukünftig nicht weiter verringern.

Der Nutzungsgrad des Wärmeerzeugers kann durch eine Fußbodenheizung bis zu 4 % verbessert werden. Die Kosten für eine Fußbodenheizung (Summe Heizfläche u. Regelung) liegen jedoch bei ca. 13000 DM.

Bei der Modernisierung des Heizungssystems fallen beispielsweise bei Erdgas- und Heizöl-Wärmeerzeugern Baukosten für die Auskleidung des Kamins mit Edelstahl-, Kunststoff- oder Glasrohren an. Diese Kosten werden auch Umrüstkosten genannt. Sie entstehen bei einem eventuellen Wechsel zu Fern- oder Nahwärme nicht, hierfür fallen jedoch Anschlusskosten an, die ebenfalls in den Umrüstkosten enthalten sind. Anschlusskosten sind auch bei einem Wechsel von Heizöl zu Erdgas zu berücksichtigen. Bei einem Wechsel zu Heizöl wird ein Öltank benötigt, der entsprechende Kosten verursacht. Die Höhe der Umrüstkosten hängt somit davon ab, ob, und wenn ja, von welchem Energieträger ausgehend ein Energieträgerwechsel stattfindet. In Tabelle 3-4 sind beispielsweise die Umrüstkosten der Heizungsanlage eines Einfamilienhauses (EFH) dargestellt. Diese sind beim Ersetzen der Altanlage zu berücksichtigen. Die Umrüstkosten sind im Vergleich zu den Ersatzinvestitionen im Altbaubestand nicht zu vernachlässigen, da sie beispielsweise für EFH bis zu 80 % der Kosten für die Ersatzinvestition betragen.

⁶³ Durch den indirekten Hausanschluß werden Nah-/Fernwärme- und Hausheizungskreislauf hydraulisch durch einen Wärmeaustauscher getrennt. In der Hauszentrale müssen in diesem Fall Umwälzpumpe und Ausdehnungsgefäß vorgesehen werden.

Tabelle 3-4: Kosten der Umrüstung einer Heizungsanlage (EFH mit 12 kW) in DM

von/nach	Erdgas ¹⁾	Heizöl	Nahwärme ¹⁾	Fernwärme ¹⁾
Erdgas	2000	4400	7000	7000
Heizöl	4400	2000	7000	7000
Nahwärme	7000	5660	0	0
Fernwärme	7000	5660	0	0

¹⁾ Die Kosten der Umrüstung beinhalten die Hausanschlußkosten, die vom Siedlungstyp abhängen.

Die Wärmegestehungskosten für Nah- und Fernwärme variieren in Abhängigkeit der Anschluß- und Erschließungskosten⁶⁴. Im Rahmen der Arbeit sollen diese für exemplarische Versorgungsfälle mit Hilfe des entwickelten Flächenmodells bestimmt werden.

3.3.6 Absorptionskälteanlagen

In der Kältetechnik werden seit Jahrzehnten Kompressionskältemaschinen eingesetzt. Analog zur Kompressionskältemaschine wird in einer Absorptionskältemaschine ein Wärmestrom von einem niedrigeren auf ein höheres Temperaturniveau transformiert. Anders als bei der Kompressionskältemaschine wird diese Wärmetransformation bei der Absorptionskältemaschine jedoch nicht durch Zufuhr von mechanischer oder elektrischer, sondern von thermischer Energie bewirkt. Dieser Unterschied ermöglicht es, Wärme (Fern- oder Nahwärme) aus Heizkraftwerken bzw. Blockheizkraftwerken zu verwenden.

Derzeit sind Absorptionskältemaschinen auf der Basis von Ammoniak und von Lithiumbromid am Markt verfügbar. Lithiumbromidanlagen finden hauptsächlich in der Klima- und Lüftungstechnik ihre Anwendung⁶⁵. Im September 1999 waren in Deutschland ca. 137 Sorptionskälteanlagen mit einer Leistung von 205 MW /AGFW 2000/ als Abnehmer in Fernwärmenetze integriert. Zusätzlich befanden sich 14 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 20 MW in Planung bzw. im Bau. Die grundsätzliche Funktion und das wärme-/kältetechnische Verhalten von Wasser/Lithiumbromid-Anlagen⁶⁶ wird im Folgenden kurz erläutert.

⁶⁴ Anschlußkostenbeiträge stellen eine einmalige Beteiligung der Grundeigentümer bzw. des Anschlußnehmers an den Kosten für den Hausanschluß und dem vorgelagerten Verteilungsnetz dar.

⁶⁵ Die Lithiumbromid-Lösung ist im Gegensatz zu Ammoniak nicht toxisch und verflüchtigt sich nicht.

⁶⁶ Bei diesen Anlagen ist Wasser das Kältemittel und Lithiumbromid das Lösungsmittel.

Tabelle 3-5: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines Einfamilienhaus (Neubau mit 4,8 kW; 120 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Einheit	Spezial-kessel	Brenn-wert-kessel	Brenn-wert-kessel (Dach)	Kombi-therme	Nieder-tempera-tur-Hei-zung	Brenn-wert-kessel	Feststoff-speicher u. Durch-lauf-erhit-zer	Fußbo-dendi-recth. Durch-lauf-erhit-zer	Kom-paktüber-gabestation direkt	Kom-paktüber-gabestation indirekt	Kom-paktüber-gabestation indirekt	FW	FW
Kapital-kosten	Wärmeerzeuger	[DM]	4890	6030	6030	4830	6000	7000	9400	14000	4425	5860	4425	4425	5680
	Warmwasserbereitung	[DM]	0	0	0	0	0	0	800	800	0	0	0	0	0
	Warmwasserspeicher	[DM]	2400	2400	2400	0	2400	2400	0	0	0	0	0	0	0
	Wärmeerzeuger u. Warmwasserbereitung (inkl. Regelung)	[DM]	7290	8430	8430	4830	8400	9400	10200	14800	4425	5860	4425	4425	5680
	Summe Heizflächensystem u. Regelung	[DM]	8700	8700	8700	8700	8700	8700	8700	3500	2600	8700	8700	8700	8700
	Sonstige Baukosten	[DM]	4860	4860	2600	3260	4860	4860	4860	200	200	200	200	200	200
	Erschließung Fern- / Nahwärme / Gas	[DM]	2000	2000	2000	2000	0	0	0	0	0	5000	5000	5000	5000
	Hausanschlußkosten	[DM]	400	400	400	400	0	0	0	2500	0	0	0	0	0
	Heizöllager	[DM]	0	0	0	0	2400	2400	2400	0	0	0	0	0	0
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2400	2500	0	5000	5000	5000	5000
Brennstoff-kosten	Investition Gesamt	[DM]	31950	33090	30830	27890	33060	34060	19900	20000	27025	28460	27025	27025	28280
	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2040	1920	2000	2000	2000	2000	2000
	Nutzungsgrad	%	90,16	99,96	98,98	90,16	90,16	90,16	98	91,14	99	95,06	95,06	95,06	95,06
	Arbeitspreis	[DM/l, M/kWh]	0,04	0,04	0,04	0,04	0,42	0,42	0,42	0,11	0,14	0,04	0,04	0,04	0,04
	Grund-/ Leistungspreis	[DM/a]	360	360	360	360	0	0	0	183	183	600	600	600	600
	Hilfsenergiekosten	[DM/a]	50	50	50	50	100	100	100	50	50	50	50	50	50
	Jahreskosten	[DM/a]	1667,02	1543,79	1555,01	1667,02	1209,03	1069,29	3107	3491,18	3491,18	1680,09	1680,09	1680,09	1680,09
	Jahreskosten	[DM/a]	413	413	413	413	533	533	533	0	0	165	165	165	165
	Gesamtkosten (ohne Heizflächen)	[DM/a]	3035,71	3028,59	3039,81	2785,16	2810,77	2772,89	4367,96	4998,59	4998,59	2739,92	2886,08	2739,92	2867,74
	Gesamtkosten (mit Heizflächen)	[DM/a]	3808,51	3801,39	3812,61	3557,96	3583,57	3545,69	4678,85	5229,55	5229,55	3512,72	3658,88	3512,72	3640,54
Wärmegestehungskosten ¹⁾		[Pf/kWh]	12,65	12,62	12,67	11,6	11,71	11,55	17,84	21,7	11,42	12,03	11,42	11,95	
		[Pf/kWh]	15,87	15,84	15,89	14,82	14,93	14,77	19,11	22,7	14,64	15,25	14,64	15,17	

¹⁾ ohne Heizflächen; ²⁾ mit Heizflächen

Quelle: /Nast 1996/, /Lutz 1996/, /BGW 1997a/, /BGW 1997b/, Herstellerangaben und eigene Berechnungen

Absorptionskälteanlagen nutzen den physikalischen Effekt der Absorption von Kältemitteldampf durch eine wäßrige Lösung aus, die eine hohe Affinität zum Dampf hat. Bei diesem exothermen Prozeß können große Dampfvolumina im Absorber augenblicklich zu einem kleinen Flüssigkeitsanteil innerhalb der Lösung verdichtet werden. Somit findet die „Kompression“ bereits im Absorber statt. Verbindet man diesen Absorber durch ein Rohr mit einem Behälter (Verdampfer), so bildet sich aufgrund der Fähigkeit der Lithiumbromid-Lösung Wasser aufzunehmen ein Unterdruck im System aus. Wird nun in diesem Behälter über eingebaute Rohre Wasser gesprüht, so verdampft dieses zum Teil. Die für das Verdampfen des Wassers notwendige Energie wird dem Kaltwasser (Kühlkreislauf) entzogen. Durch die Absorption von Wasser wird die Lithiumbromidlösung jedoch schwächer konzentriert. Ein Teil der Lösung wird daher ständig zum Austreiber gepumpt, um den Kreislauf aufrecht zu halten. Für den Antrieb der Pumpe wird hierbei nur eine geringe Menge an elektrischer Energie benötigt. Unter Zufuhr von Wärme wird anschließend im Austreiber das Kältemittel (Wasser) von der Absorptionsflüssigkeit getrennt und dem Verflüssiger (Kondensator) zugeführt. Gleichzeitig fließt die jetzt wieder konzentrierte wasserarme Lösung wieder zum Absorber. Durch Wärmeabfuhr an die Umgebung (z. B. über Kühlturm) wird das dampfförmige Kältemittel gekühlt und kondensiert, d. h., es wird verflüssigt. Das druckreduzierte und verflüssigte Kältemittel gelangt dann wieder in den Verdampfer. Damit sind Kälte- und Lösungsmittel-Kreislauf geschlossen.

Durch Absorptionskälteanlagen kann rund 23 % Primärenergie im Vergleich zur Kompressionstechnik eingespart werden, wenn für die Absorptionskälteanlage KWK-Anlagen verwendet werden /Goldberg-Buzek 1997/. Die Investitionen von Absorptionskältemaschinen übertreffen in der Regel die der Kompressionskälteanlage. Da jedoch die Lebensdauer von Absorptionskältemaschinen etwa 18 Jahre im Vergleich zu 12 Jahre für Kompressionskälteanlagen beträgt, lohnt sich ein Kostenvergleich um so mehr, je stärker der elektrische Leistungsbedarf eines Kunden durch den Betrieb der Klimaanlage bestimmt wird /Goldberg-Buzek 1997/. Aus energetischer Sicht ist Kälte aus Fernwärme sinnvoll, da teilweise die Sommerfernwärme als „Abfallprodukt“ der Stromerzeugung in KWK Anlagen angesehen werden kann. Die Abnahme von Wärme für die Klimatisierung in den Sommermonaten ist mit einer besseren und gleichmäßigeren Auslastung der KWK-Anlagen verbunden. Jedoch stellen Absorptionskältemaschinen Anforderungen an die Qualität des Heizwassers /Röllig 1998/ (vgl. Abbildung 3-15 gestrichelte Linie).

Wie aus Abbildung 3-15 ersichtlich, hängt die Kälteleistung und die notwendigen spezifischen Investitionen (exemplarisch für eine Absorptionskältemaschine mit 1000 kW Nennleistung dargestellt) deutlich von den zu erwartenden Heizwassertemperaturen ab. Ein oft diskutiertes Problem ist daher, die während den Sommermonaten abgesenkten Vorlauftemperaturen (ca. 70 °C) in den Fernwärmenetzen. Diese ist bei der Integration von Verbrauchern mit Absorptionskältemaschinen entweder zu erhöhen oder es ist eine Überdimensionierung

der Absorptionskältemaschinen erforderlich. Die spezifischen Investitionen nehmen in Abhängigkeit der Nennleistung ab (vgl. Abbildung 3-16).

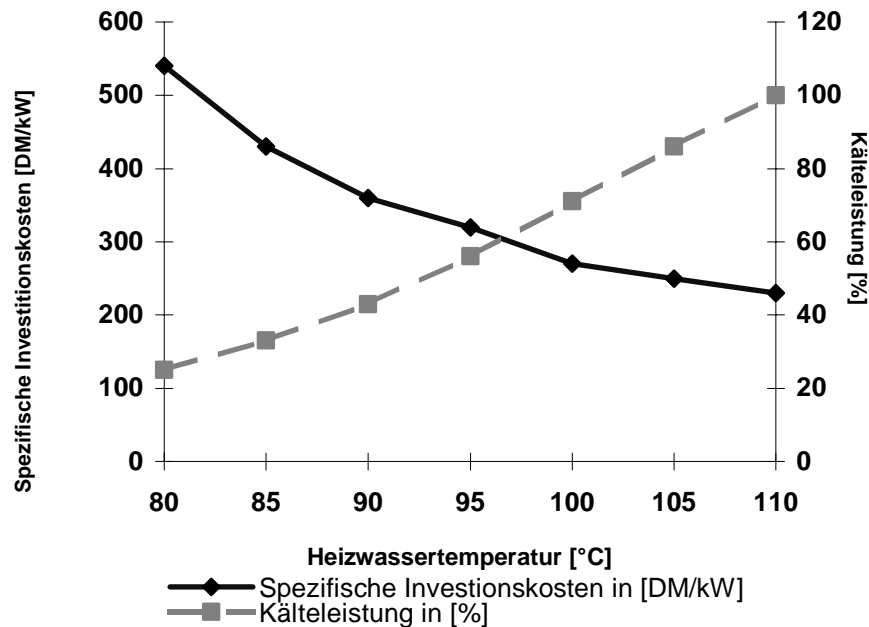


Abbildung 3-15: Spezifische Investitionen und Kälteleistung für eine Absorptionskältemaschine mit 1000 kW Nennleistung in Abhängigkeit der Heiztemperatur /Röllig 1998/

Bei der Optimierung der Wirtschaftlichkeit von Absorptionskältemaschinen ist im Weiteren das Lastprofil des Kältebedarfs zu beachten, das im Regelfall eine ausgeprägte Spitzenlast und deutlich niedrigere Benutzungsstunden (500 bis 1000 h) als die Raumwärme aufweist. Daher ist die wirtschaftliche Abstimmung des Fernwärmeversorgungssystems und des Kältesystems aufeinander notwendig. In der Regel werden die Sommer-Vorlauftemperaturen in Abhängigkeit der Außentemperaturen auf 90 °C erhöht und es gelten für Sommer-Fernwärme günstigere Abnahmekonditionen.

In Abbildung 3-17 sind die Veränderungen der Jahresdauerlinie eines Bürogebäudes dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, daß die Kühllast Auswirkungen im Bereich zwischen 2000 und 8760 Benutzungsstunden hat. Falls der Wärmebedarf eines Bürogebäudes bereits mit Hilfe eines BHKW gedeckt wird, kann die Vollbenutzungsstundenzahl des BHKW zusätzlich um ca. 550 h/a erhöht werden, wenn für die Klimatisierung Absorptionskältemaschinen eingesetzt werden. Für eine in die Fernwärmeversorgung integrierte KWK-Anlage, ist keine Aussage über Veränderungen der Vollbenutzungsstunden mögliche ohne Berücksichtigung des Potentials aller zu klimatisierenden Bürogebäude im Fernwärmeversorgungsgebiet.

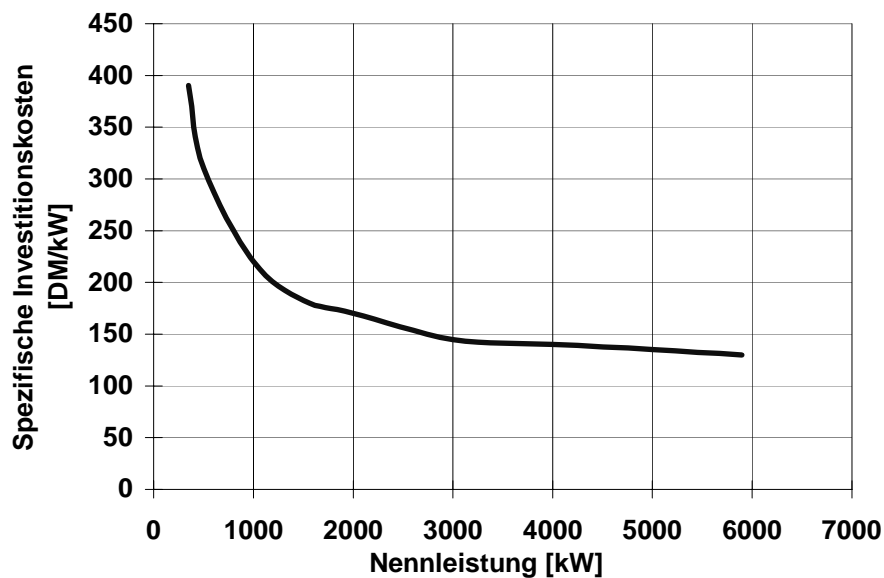


Abbildung 3-16: Spezifische Investitionen für Absorptionskältemaschinen in Abhängigkeit der Nennkälteleistung (Heizwassertemperatur 115 °C) /Röllig 1998/

Der Einsatz von Absorptionskältemaschinen hat Auswirkungen auf den Strombedarf. Der Strombedarf im KWK-Versorgungsgebiet ist geringer bzw. Stromspitzen, die durch Klimatisierungskälteerzeugung mit Kompressionskälteanlagen entstehen, werden vermieden.

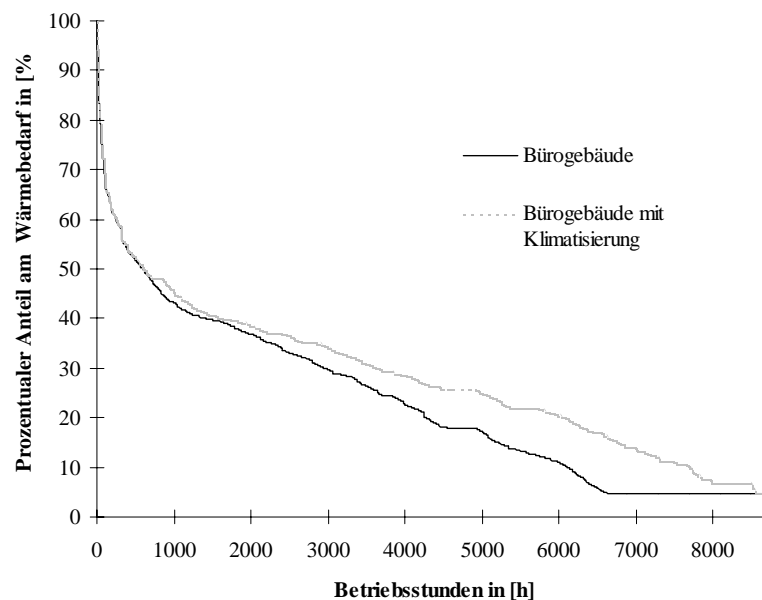


Abbildung 3-17: Unterschied der Dauerlinien zwischen reiner Wärmeversorgung und der Kombination zwischen Wärme- und Kälteversorgung aus Wärme eines Bürogebäudes

4 Methodische Anforderungen an die räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme

Wie in den vorangegangenen Kapiteln gezeigt wurde, ist der Wärmemarkt gekennzeichnet durch sich verändernde Rahmen- und Randbedingungen und eine Vielzahl von unterschiedlichen Techniken der zentralen und dezentralen Wärmeerzeugung, der Wärmeverteilung und der Einspartechiken der Verbraucher. Für die Bestimmung der kostenoptimalen Versorgungsstruktur ergeben sich eine Reihe von methodischen Anforderungen. Hierbei müssen einerseits die zeitliche und räumliche Auflösung, die Systemwechselwirkungen innerhalb des Gesamtsystems und die Rahmenbedingungen beinhaltet und andererseits die technische Beschreibung, Entwicklungspotentiale und Kosten von Systemkomponenten abgebildet werden. Derartige Untersuchungen werden meistens mit Hilfe von Modellen durchgeführt. Die Anforderungen an das Modell für die räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme werden im Folgenden näher spezifiziert.

Die Systemgrößen für die Bestimmung der kostenoptimalen Versorgungsstruktur sind die Kosten des Gesamtsystems, der vom Betrachtungszeitpunkt abhängige Bedarf und für detaillierte Untersuchungen die Temperatur und der Druck. Diese Größen sind für das Gesamtsystem oder Teile des Systems zu bestimmen.

Wärmeerzeugungssysteme werden für eine Nutzungsdauer von 15 bis 25 Jahren /VDI 2067-1/, Wärmeverteilungssysteme für 25 bis 45 Jahre /VDI 2067-1/ und mehr installiert. Aufgrund der Nutzungsdauer und der mit der Anschaffung teilweise verbundenen hohen Investitionen ist eine Eignung der Einzeltechnik über den gesamten Zeitraum zu berücksichtigen. Die zeitliche Auflösung innerhalb des Betrachtungszeitraums ist abhängig von der oder den zu untersuchenden Einzeltechniken und den Bedarfsanforderungen. Bei einer detaillierten Untersuchung der Wärme- und Stromerzeugung eines BHKW kann eine stündliche Betrachtung notwendig sein. Können unterschiedliche Dienstleistungen (z. B. Wärme und Kälte) mit einer Kombination von Einzel- und Verteilungstechniken oder nur durch Einzeltechniken abgedeckt werden, bietet sich eine saisonale Betrachtung an. Für die Bereitstellung von Wärme für die Raumheizung und die Brauchwarmwasserbereitstellung eines Wohngebietes ist dagegen nur eine jährliche Betrachtungsweise notwendig. Daher muß innerhalb des Modells ein Zeitraum betrachtet werden, der entsprechend des Anforderungsprofils der abzubildenden Techniken beliebig unterteilt werden kann.

Veränderte Rahmen- und Randbedingungen im Wärmemarkt bewirken entweder Einschränkungen oder Minderungen des Wärmebedarfs und –verbrauchs bzw. veränderte anlegbare Wärmepreise bzw. Wärmegestehungskosten. Dies bedeutet, daß die Rahmen- und Randbedingungen als Zeitreihe in das Modell zu integrieren sind.

Die Konkurrenzsituation der Wärmeversorgungs-techniken untereinander und mit Wärmeeinsparpotentialen erfordern die Abbildung der Wechselwirkungen innerhalb des Mo-

dells. Hierbei ist aufgrund der sich möglicherweise verändernden Rahmen- und Randbedingungen eine zeitintegrale Betrachtung erforderlich.

Die Integration der geographischen Information in einen solchen Untersuchungsansatz ist notwendig, da fixe Betriebskosten und Investitionen leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme von der Länge der Systemkomponenten abhängig sind und da die Anschlußreihenfolge unterschiedlicher Wärmemengen einer gegebenen wirtschaftlichen Potentialfolge entspricht. Für eine räumlich detaillierte Betrachtung sprechen im Weiteren die folgenden Punkte:

- Ein Vergleich der zentral und dezentral strukturierten Wärmeversorgung eines Gebietes kann sich nicht auf unterschiedliche Objektbetrachtungen beschränken, da hierbei nicht die Wechselwirkungen und die Siedlungsstrukturen eines Gebietes berücksichtigt werden. Für einen solchen Vergleich ist eine Gebietsbetrachtung notwendig, die eine wirtschaftliche Optimierung und eine Weiterentwicklung größerer Gesamtsysteme mit mehreren Energieversorgungsträgern betrachtet.
- Das wirtschaftliche Potential zentraler großer (z. B. Heizkraftwerk) und kleiner (z. B. BHKW) Wärmeerzeugungstechniken basiert auf einer räumlich ausgedehnten Abnehmerstruktur (Wärmedichte, Liniendichte).
- Bei der Betrachtung zukünftiger Versorgungsoptionen sind strategische Überlegungen in Richtung Vernetzung des Wärmemarktes oder z. B. schalenförmiger Versorgungsstrategien (Zentrum - KWK; Zentrumsnähe - Fern-/ Nahwärmeversorgung + Solarkollektoren, weiter entfernt - Fern- / Nahwärmeversorgung, außenliegend - el. Wärmepumpen) zu berücksichtigen.
- Dezentrale Techniken (z. B. Gas-Zentralheizungen) werden teilweise mit leitungsgebundenen Energieträgern versorgt, für die ein Leitungsnetz existieren muß.
- Der Ausbau von leitungsgebundenen Energieträger hängt entscheidend von einem zeitlich optimalen Stufenausbau ab. Hierbei muß es nicht zwangsläufig um die kurzfristige Erschließung eines Gebietes gehen, sondern es sind auch zukünftige Alternativen aufgrund neuartiger Verlegemedien und Verlegetechniken zu berücksichtigen.
- Eine Exergieoptimierung (d. h. eine optimale Ausnutzung von Wärme und Abwärme) erfordert die Berücksichtigung der Temperaturanforderung, des Temperaturangebotes und der Distanz zwischen den Orten des Angebots und der Nachfrage.

Aufgrund unterschiedlich strukturierter Versorgungsgebiete und verschiedener Randbedingungen bzw. zu untersuchende Fragestellungen ist eine räumlich variable disaggregierte Betrachtung des Untersuchungsgebietes notwendig. D. h. neben dem Gesamtkonzept für Städte, sind Lösungen oder mögliche alternative Energieversorgungskonzepte für Stadtteile, Neubaugebiete, Rekonstruktionsgebiete, Mischgebiete und den Übergang von Industriean-siedlungen zu Wohngebieten und deren Wechselwirkung gesucht. Die Bedeutung der geogra-

phischen Auflösung, d. h. der Berücksichtigung der Fläche, kommt durch die Bezeichnung der Modellklasse – Flächenmodell - zum Ausdruck.

Ausschlaggebend für den räumlichen Detaillierungsgrad ist der Verbrauch bzw. mögliche Veränderungen des Verbrauchs. Der Verbrauch kann in die Verbrauchergruppen Industrie und Haushalte / Kleinverbraucher unterteilt werden, diese erfordern eine unterschiedliche Behandlung. Da die Verbrauchsmenge, die Lastcharakteristik und Temperaturanforderungen an die Prozeßwärme der Industrie die Dimensionierung des gesamten Wärmeversorgungssystems erheblich beeinflussen und sich verschiedene Industrieprozesse stark unterscheiden können, ist jeder Industrieprozess einzeln im Modell abzubilden. Bei Haushalten ist die Wahrscheinlichkeit des Wechsels oder der Modernisierung des Heizungssystems ausschlaggebend für den Detaillierungsgrad bzw. die Art der Aggregation. So sind z. B. Rekonstruktionsgebiete oder Siedlungsgebiete, die seit mehr als 20 Jahre bestehen, detaillierter zu betrachten. Dagegen können Haushalte einer homogenen Siedlungsstruktur mit einem Gebäudebestand, der nicht älter als 10 Jahre ist und über einem Betrachtungszeitraum von 5 Jahre aggregiert betrachtet werden. Die Aggregation schließt in diesem Fall die Verteilungssysteme ein.

Neben Anforderungen an die Beschreibung des Gesamtsystems müssen auch die einzelnen Systemkomponenten abgebildet werden. Eine der wichtigsten Systemkomponenten ist das leitungsgebundene Verteilungssystem. Hierbei muß es möglich sein, bestehende Netze und möglichen Netzveränderungen zu berücksichtigen. Dies umfaßt die Verdichtung bestehender Netze, die periphere oder großflächige Erweiterung, oder den Neubau von Netzen. In Konkurrenz zu anderen leitungsgebundenen Energieträgern kann es zur Überlagerung unterschiedlicher Netze kommen.

Neben den Systemkomponenten der Verteilung sind die Erzeugungs- und Verbraucheranlagen im Modell zu integrieren. Die Erzeugung kann einzelne oder mehrere räumlich verteilte öffentliche und industrielle Kraftwerke oder Abwärmequellen umfassen. Die Verbraucheranlagen können, wie oben bereits aufgezeigt wurde, ein einzelnes Gebäude oder den Teil eines Versorgungsgebietes beinhalten.

Bei der Modellierung der Wärmeversorgungssysteme eines Siedlungsgebietes sind gleichartige Technologien (z. B. Fernwärmeleitung KMR DN60) vielfach mit unterschiedlichen geographischen Informationen zu verwenden. Daher ist bei der Modellierung eine Objektorientierung anzustreben, die im Grenzfall einzelner verschiedenartiger Komponenten ohne geographische Informationen in ein Punktmodell übergeht. Aufgrund der Betrachtungszeiträume können sich Parameter (z. B. Umwandlungswirkungsgrade oder Kosten) neu installierter Technologien zu unterschiedlichen Modellzeitpunkten unterscheiden. Diese dynamische technische und ökonomische Entwicklung der Technologien ist zu berücksichtigen.

Die spezifischen Kosten von Verteilungssystemen nehmen mit zunehmender Leistung der Systemkomponenten ab. Da die Dimensionierung der Systemkomponenten vor der Be-

stimmung der kostenoptimalen Versorgungsstruktur noch nicht feststeht, ist diese Kostendegression einzelner Systemkomponenten zu berücksichtigen. Der Kapazitätszubau einzelner Verteilungssysteme erfolgt diskret.

Die methodischen Anforderungen für die Bestimmung der kostenoptimalen Struktur der Wärmeversorgung sind in Tabelle 4-1 zusammengefaßt.

Tabelle 4-1: Methodische Anforderungen an das Flächenmodell

	Anforderung	Anforderungskriterium	Einflußfaktor
Systembeschreibung	Räumliche Auflösung	Variabel (detailliert)	<ul style="list-style-type: none"> • Größe des zu betrachtenden Gebietes • Möglichkeiten des Wechsels
	Betrachtungszeitraum	Zeitraum	-
	Zeitliche Auflösung	Variabel	Abgebildete Einzeltechniken
	Systemgrößen	Bedarf, Verbrauch, (Temperatur), Emissionen, Kosten	Rahmenbedingungen (teilweise)
	Veränderte Rahmenbedingungen	Zeitintegrale Betrachtung, rekursiv zw. den Betrachtungszeitpunkten	Bestimmungsziel
	Systemwechselwirkungen	Detaillierung	-
	Kapazitätszubau	Variabler stetiger (Erzeugung) und diskreter (Verbraucher und Verteilung) Zubau	Möglichkeiten der Veränderungen
	Kostenberechnung	Annuität oder abdiskontierte Vollkostenrechnung in der Zielfunktion	Bestimmungsziel
Systemkomponenten	Integration von Leitungsnetzen	Variable disaggregierte Betrachtung	<ul style="list-style-type: none"> • Größe des zu betrachtenden Gebietes • Möglichkeiten des Wechsels
	Technische Beschreibung	Umwandlungswirkungsgrad, Zeitverfügbarkeit	-
	Technische Weiterentwicklung	Dynamisch	Länge des Betrachtungszeitraum
	Kosten der Technologie	Berücksichtigung der Kostendegression	Veränderungen der spezifischen Kosten in Abhängigkeit der Verteilung
	Abbildung einer speziellen Technologie im Modell	Vielfach	-

Im anschließenden Kapitel 5 werden Energiesystemmodelle, die zumeist die Bestimmung der kostenoptimalen nationalen Energieversorgung zum Ziel haben, und Netzwerkflußmodelle, deren Anwendung beim Betrieb leitungsgebundener Versorgungssysteme liegt, bezüglich den methodischen Anforderungen an das Flächenmodell evaluiert.

5 Evaluierung existierender Energiesystemmodelle und Netzwerkflußmodelle

In dem nun folgenden Kapitel werden existierende Energiesystemmodelle und Netzwerkflußmodelle evaluiert. Hierbei wird im ersten Teil des Kapitels die Modelltopologie und im zweiten Teil die mathematische Modellbeschreibung analysiert. Abschließend werden die beiden Modellklassen untereinander und mit den in Kapitel 4 beschriebenen Anforderungen an die räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme – Flächenmodell - verglichen.

5.1 Beschreibung der Modelltopologie

In Energiesystemmodellen wird der Energiesektor in Form einer Netzwerkabbildung modelliert (vgl. Abbildung 5-1). Leitungsgebundene Versorgungssysteme werden ebenfalls als Netzwerk dargestellt. Um allgemeine Netzwerke im Modell umfassend abbilden zu können, müssen außer den Einzelkomponenten auch die Struktur und das Zusammenspiel der oft mehr als tausend Netzelemente berücksichtigt werden. Ein Verfahren für beliebige Netze muß in der Lage sein, die Verknüpfungen der Netzelemente selbständig zu interpretieren. Es muß, speziell um Leitungsnetze abzubilden, Maschen definieren sowie Knoten- und Maschenbilanzen automatisch aufstellen können. Bei der Aufgabe, aus diesen abstrakten, meist in einer Modelldatenbank abgelegten Informationen komplexe Zusammenhänge abzuleiten, ist die Graphentheorie hilfreich. Ausführliche Darstellungen zur Graphentheorie finden sich in /Jungnickel 1994/, /König 1936/ und /Christofides 1975/.

5.1.1 Graphentheorie

Ein ungerichteter Graph $G = (K, V)$ setzt sich aus einer Menge der Knoten $K = \{k_1, k_2, \dots\}$ und einer Menge der Kanten (Verbindungen) $V = \{v_1, v_2, \dots\}$ zusammen. Zu jeder Kante v_i gehört ein ungeordnetes Knotenpaar (k_i, k_j) . Ein Graph G kann als eine Abbildung Ψ (Inzidenz) angesehen werden, die jedem $k_j \in K$ eine Menge von zwei, möglicherweise identischen, Elementen $v, v' \in V$ zuordnet. Entspricht jedes Verbindungselement einem geordneten Knotenpaar (k_i, k_j) , so spricht man von einem *gerichteten* Graphen. Eine *Schleife* oder *Schlinge* ist eine Kante v_i , die einen Knoten mit sich selbst verbindet. Ein Graph heißt daher *schlingenf*rei, wenn kein Knoten mit sich selbst verbunden ist.

Übertragen auf Versorgungsnetze stellen die Kanten Netzelemente wie Rohre, Leitungen, Hausanschlüsse, Pumpen usw. dar. Die Knoten stehen für die Verbindungsstellen oder Endpunkte dieser Netzelemente. Im Weiteren werden die Verbraucher und Erzeuger nicht als Kanten, sondern als Knoten abgebildet. Der auf diese Weise entstehende Graph enthält alle

Verzweigungen, Verbraucher und Versorger des Netzes, deren Anzahl gleich der Anzahl der Knoten des Graphen ist. Der einem Versorgungsnetz zugeordnete Graph ist ein gerichteter Graph, bei dem jedem Verbindungselement einer bestimmten Richtung zugeordnet wird, d. h., jeder Kante entspricht ein geordnetes Knotenpaar (k_i, k_j) .

Graphen können in Teile (Teilgraphen) zerlegt werden. Ein Teilgraph von $G = (K, V)$ ist ein Graph $G' = (K', V')$ mit $K' \subseteq K$, $V' \subseteq (K \times K')$ für alle $k_j \in K$. Ein echter Teilgraph liegt dann vor, wenn $V' \subset V$ ist. Ein Subgraph von G ist ein Teilgraph (K', V') mit $V' \subseteq V \cap (K \cap K')$. Häufig unterteilt man die Menge der Knoten in unterschiedliche Gruppen (z. B. in die Gruppe der Güter und in die Gruppe der Prozesse). Ein Graph $G = (K, V)$, der aus zwei Gruppen von Knoten besteht, heißt *bipartit*. Existiert zwischen zwei Knoten mehr als eine Verbindung, so spricht man von parallelen Kanten oder Verbindungen. Ein Graph $G = (V, E)$ heißt *schlicht*, wenn keine parallelen Kanten und keine Schlingen im Graph existieren. Ein Graph heißt *zusammenhängend*, wenn es zu je zwei seiner Knoten k_i und k_j einen Weg gibt, der diese beiden Knoten verbindet. Für einen gerichteten Graphen kann nach Gleichung (5-1) der Eingangsgrad (engl.: indegree) $\text{indeg}(k_j)$ eines Knotens k_j als Anzahl der in k_j einmündenden Pfeile definiert werden.

$$\text{indeg}(k_j) = |\{ \{k_j'\} \mid (k_j' \rightarrow k_j) \in V \}| \quad (5-1)$$

Der Ausgangsgrad (engl. outdegree) $\text{outdeg}(k_j)$ ist als die Anzahl der von k_j ausgehenden Pfeile definiert (vgl. Gleichung 5-2).

$$\text{outdeg}(k_j) = |\{ \{k_j'\} \mid (k_j \rightarrow k_j') \in V \}| \quad (5-2)$$

Bäume

Ein Baum $T(K, V)$ ist allgemein ein zusammenhängender Graph, der die folgenden Eigenschaften hat:

- Alle Knoten bis auf einen haben genau eine einlaufende Kante. Der verbleibende Knoten heißt Wurzel, $\text{root}(T)$. Die Wurzel hat keine einlaufenden Kanten.
- Für jeden Knoten k_j sind die Söhne von k_j : $\text{sons}(k_j) = \{ \tilde{k}_j \mid (k_j, \tilde{k}_j) \in V \}$ (5-3)
- Für jeden Knoten $k_j \neq \text{root}(T)$ ist der Vater: $\text{father}(k_j) = \{ \tilde{k}_j \mid (\tilde{k}_j, k_j) \in V \}$ (5-4)

Der Vater ist einelementig, weil jeder dieser Knoten genau eine einlaufende Kante besitzt.

- Auf Bäumen existiert eine Vater-Sohn-Relation auf den Knoten:

$$\forall t_1, t_2 \in V(T) : t_1 \leq t_2 \quad \Leftrightarrow \quad \exists \text{ Pfad } t_1 \xrightarrow{*} t_2 \quad (5-5)$$

$$\forall t_1, t_2 \in V(T) : t_1 < t_2 \quad \Leftrightarrow \quad \exists \text{ Pfad } t_1 \xrightarrow{*} t_2, t_1 \neq t_2 \quad (5-6)$$

Besteht ein gerichteter Graph aus mehreren Bäumen oder enthält der Graph mehrere Knoten mit dem Eingangsgrad Null, so spricht man von einem gerichteten Wald. Enthält ein Baum alle Knoten eines Graphen, so wird er Gerüst genannt.

Gerüst

Somit gibt es in einem Gerüst genau einen Weg, der zwei Knoten miteinander verbindet. Bei der Bildung eines Gerüsts aus einem Graphen mit k Knoten und v Kanten durch Entfernen geeigneter Kanten gilt für die Anzahl der entfernten Kanten m die Gleichungen (5-7):

$$m = v - k + 1 \quad (5-7)$$

Jede entfernte Kante m entspricht einer Masche. Umgekehrt gilt, wenn ein Graph einem Baum entspricht, erhält man durch Hinzufügen einer Kante des Graphen genau einen Kreis, genannt Masche. Die Orientierung der Masche ist durch die Richtung der Kanten festgelegt. Die Menge der Verbindungskanten entspricht in ihrer Mächtigkeit gerade der Anzahl der Maschen des Netzes.

Netzwerk

Ein Graph $G=V[V,E]$ zusammen mit einer Abbildung $c: E \rightarrow M$, die jeder Kante e ein Element $c(e)$ einer gegebenen Menge M zuordnet, heißt *bewerteter Graph*. Ein bewerteter Digraph ohne isolierte Knoten heißt auch *Netzwerk*. Bewertete Graphen werden für die Modellierung von Optimierungsproblemen verwendet. Hiermit können z. B. die minimale Zeitdauer von Produktionsvorgängen, die minimalen Kosten eines Versorgungssystems, die maximalen Durchflußkapazitäten eines Versorgungsnetzes u. a. bestimmt werden.

5.1.2 Modelltopologie in Energiesystemmodellen – Der Referenzenergieansatz

Viele Modelle im energiewirtschaftlichen Bereich verwenden als Darstellungsgrundlage für das Realsystem eine Netzwerkdarstellung, die auf ein Konzept zurückgeht, das Anfang der 70er Jahre am Brookhaven National Laboratory entwickelt wurde /Beller, 1975/. Dabei wird der Energiefluß innerhalb des Energiesystems von der Primär- bis zur End- oder Nutzenergie von links nach rechts dargestellt. Das graphische Netzwerk wird als Referenzenergiesystem-(RES)-Darstellung bezeichnet. Das RES vereinfacht aufgrund seiner methodischen Konzeption die Herangehensweise bei der Modellierung und verbessert durch die graphische Darstellung der Systemstruktur den Überblick sowohl bei der Erstellung wie auch bei der Analyse eines Modells.

Das Referenzenergiesystem enthält zwei Arten von Objekten: Güter (Commodities) und Prozesse. Unter dem Begriff *Commodities* werden alle mengenmäßig erfaßbaren Materialströme und Größen zusammengefaßt, wie z. B. Energieträger, Minerale, Gase und andere Ressourcen, aber auch Industriegüter, Schadstoffe, Dienstleistungen. *Prozesse* können ein oder mehrere Güter in andere Güter transformieren. Prozesse müssen nicht ausschließlich Energiekonversionstechnologien sein, sie können z. B. auch ein Stahlwerk, ein Fahrzeug oder etwas ähnliches darstellen. Prozesse und Güter sind durch Verknüpfungen (Links) verbunden. Ein *Link* stellt den Fluß eines Gutes in oder aus einem Prozeß dar, also die erzeugten oder die

verbrauchten Materialströme. Da das RES ein bipartiter Graph ist, dürfen je zwei Prozesse oder je zwei Güter nicht direkt miteinander durch einen Link verknüpft werden. Prozesse und Güter müssen sich im Netzwerk immer abwechseln. Quellen und Senken werden durch Güter dargestellt. Alle Informationen des Energiesystems können Objekten des RES zugeordnet werden.

Alle Informationen, die sich auf das Energie- und Umweltsystem beziehen, lassen sich im RES eindeutig lokalisieren. Die Informationen lassen sich in fünf Eigenschaftsgruppen (Attributgruppen) unterteilen. Die sogenannten „P-Attribute“ beziehen sich auf einen Prozeß, wie z. B. Gesamt-Investitionen oder Lebensdauer. Die „C-Attribute“ beziehen sich auf eine Commodity, wie z. B. Schwefelgehalt der Kohle oder Preis des Stroms. Die „PC-Attribute“ wiederum beziehen sich auf eine Prozeß-Commodity-Kombination, also eine Verbindung, wie z. B. der Steinkohleverbrauch oder die variablen Kosten des Kohlekraftwerkes, bezogen auf die Stromerzeugung. Schließlich gibt es noch „PCC-Attribute“, die einen funktionalen Zusammenhang zwischen zwei Verbindungen herstellen, wie z. B. der Nutzungsgrad, der für ein Kohlekraftwerk den Fluß des erzeugten Stroms ins Verhältnis zur verbrauchten Kohle setzt. Als letztes gibt es noch globale Attribute, die sich auf das gesamte RES beziehen, wie z. B. die Diskontrate.

Mit Hilfe des RES-Konzeptes kann ein reales Energiesystem abgebildet werden. Die Abbildung 5-1 beinhaltet ein Beispiel-RES.

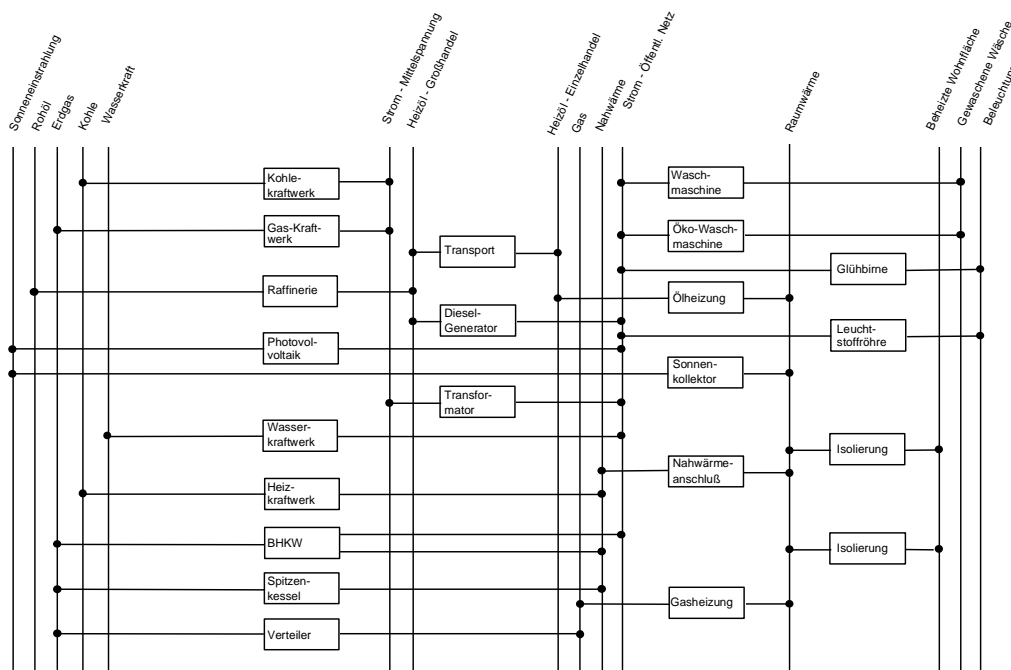


Abbildung 5-1: Beispiel eines Referenzenergiesystems

5.1.3 Modelltopologie in Netzmodellen – Modellierung von Versorgungsnetzen

Die Planung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme basiert meist auf digitalisierten Karten. Diese Karten werden in geographischen Informationssystemen verwaltet. Die Vielfalt der auf Karten enthaltenen Informationen lenkt jedoch vom Wesentlichen ab, so daß Zusammenhänge nur schwer zu erkennen sind. Dabei abstrahiert man das reale vorliegende Netz so weit, daß lediglich die Zusammenhänge erhalten bleiben, und sucht durch diese vereinfachte Darstellungsform die kürzeste Verbindung zwischen zwei Punkten.

Für die Analyse des Netzes sind jedoch Krümmungen, Knicke oder Kurven ohne Interesse. Daher wird das reale Straßennetz auf das abstrakte Netz reduziert. Der interessierende Informationsgehalt ist dabei erhalten geblieben, wie

- der reale Verlauf über Kreuzungen, Abzweige oder Sterne,
- die Entfernung zwischen diesen markanten Punkten.

Neben verschiedenen Listenstrukturen hat sich die Beschreibung der Netzstruktur durch sogenannten Inzidenzmatrizen bewährt, da diese eine geschlossene Darstellung der Berechnungsalgorithmen ermöglichen. Der Aufbau der Inzidenzmatrizen wird anhand eines Beispielnetzes (vgl. Abbildung 5-2) erläutert.

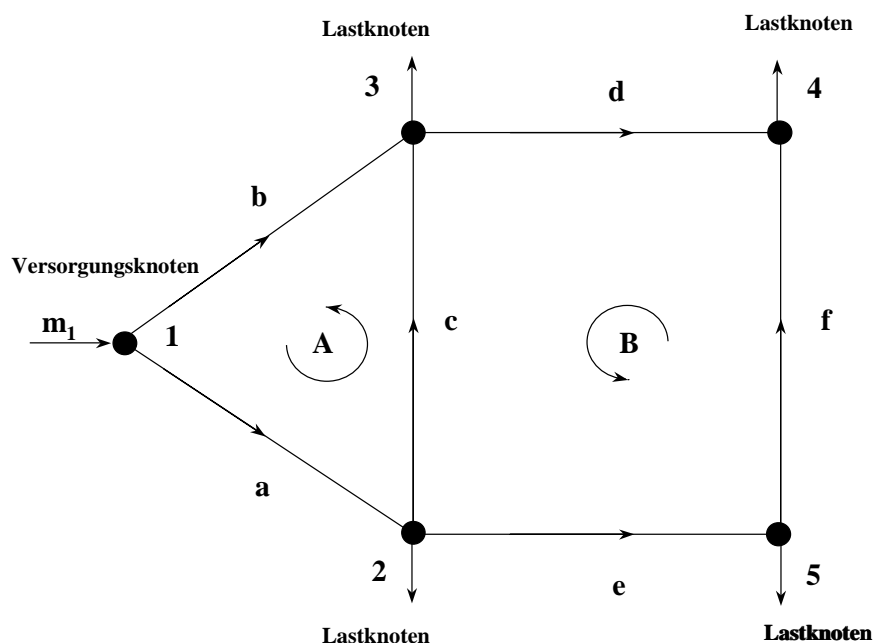


Abbildung 5-2: Beispielnetz

Das Netz besteht aus einem Versorgungsknoten mit vorgegebenen Druck (Knoten 1), an dem der Strom m_1 dem Netz zugeführt wird, vier Lastknoten (Knoten 2 bis 5) mit den entsprechenden Strömen 2 bis 5, sowie 6 Leitungen (a bis f). Die Leitungen bilden zwei Maschen A und B. Prinzipiell muß an jedem Knoten entweder der abgenommene Strom oder der Potentialunterschied bekannt sein.

Jeder Leitung und jeder Masche wird eine Flußrichtung vorgegeben; die Wahl dieser Flußrichtung ist willkürlich, erst die Netzberechnung zeigt, ob die Ströme im Netz tatsächlich diese Richtung haben werden. In diesem Fall wird der Strom positiv sein.

Die Struktur des Beispielnetzes kann durch eine Kanten-Knoten-Inzidenzmatrix \mathbf{A} beschrieben werden. Die Matrix hat die Dimension $k \times v$, d. h., die Anzahl der Zeilen ist gleich der Anzahl der Knoten k ; die Spaltenzahl v entspricht der Zahl der Kanten im Netz. Die Werte der Komponenten a_{ij} der Matrix \mathbf{A} sind nach Gleichung 5-8 definiert.

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{wenn die Flußrichtung von Kante } j \text{ auf Knoten } i \text{ zeigt,} \\ -1, & \text{wenn der Fluß in Kante } j \text{ den Knoten } i \text{ verläßt,} \\ 0, & \text{wenn Kante } i \text{ und Knoten } j \text{ nicht verbunden sind.} \end{cases} \quad (5-8)$$

Für das Beispielnetz aus Abbildung 5-2 ergibt sich folgende Inzidenzmatrix \mathbf{A} :

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} -1 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (5-9)$$

Die Maschen eines Netzes können mit Hilfe einer Kanten-Maschen-Inzidenzmatrix \mathbf{B} beschrieben werden. Die Anzahl der Zeilen m entspricht der Anzahl der Maschen im Netz. Die Spaltenanzahl entspricht wie bei der Kanten-Knoten-Inzidenzmatrix der Anzahl der Netzkanten. Die Matrixelemente b_{ij} sind nach Gleichung 5-10 definiert.

$$b_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{wenn die Kante } j \text{ und Masche } i \text{ gleiche Richtung haben,} \\ -1, & \text{wenn die Kante } j \text{ und Masche } i \text{ unterschiedliche Richtungen haben,} \\ 0, & \text{wenn Kante } j \text{ nicht in Masche } i \text{ enthalten ist.} \end{cases} \quad (5-10)$$

Die Kanten-Maschen-Inzidenzmatrix \mathbf{B} für das in Abbildung 5-2 dargestellte Netz ist daher:

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & -1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (5-11)$$

5.2 Mathematische Beschreibung

Die wesentlichen Elemente der mathematischen Beschreibung von Energiesystemmodellen werden im Folgenden anhand zweier Vertreter der Modellklasse kurz erläutert. Für die Netzwerkflußmodelle werden unterschiedliche mathematische Verfahren in Abhängigkeit verschiedener Fragestellungen diskutiert.

5.2.1 Energiesystemmodelle

Energiesystemmodelle können in Abhängigkeit der mathematischen Modellbeschreibung unterschiedlich klassifiziert werden /Schaumann 1997/. Im Folgenden werden nur dynamische Optimierungsmodelle betrachtet. Hierbei handelt es sich um Mehrperiodenmodelle, in denen intertemporale Variablen oder Gleichungen existieren, die entweder rekursiv oder integral miteinander verknüpft sind. Als Zielfunktion kann eine zeitintegrale Funktion verwendet werden, die ein Optimum über den gesamten Modellzeitraum ermittelt. Dadurch kann die Methode der „Systematischen Zukunftsanalyse“ /Voß 1982/ verwendet werden.

In Energiesystemmodellen wird der Bedarf an Energiedienstleistung⁶⁷ oder Nutzenergie⁶⁸ und die Importpreise der Energieträger exogen vorgegeben. Anhand der Modellergebnisse können die Rückwirkungen von Einzeltechniken auf das Gesamtsystem untersucht werden. Das Substitutionspotential von Einzeltechniken aufgrund sich verändernder Rahmenbedingungen kann bestimmt werden.

Beispiele für Modellgeneratoren⁶⁹ zur Erstellung von Energiesystemmodellen sind das Modell EFOM-ENV /Van der Voort et al. 1984/ (im Auftrag der EU), das am International Institute for Applied System Analysis (IIASA), Laxenburg, entwickelte Modell MESSAGE /Messner, Strubegger 1995/, das Modell MARKAL /Fishbone et al. 1983/ der International Energy Agency (IEA), Paris, das Modell PERSEUS /Fichtner et al. 1999/ des IIP Karlsruhe und das Modell E³Net /Schaumann, Schweicke 1995/, das am IER, Stuttgart, konzipiert und umgesetzt wurde.

Im Folgenden werden die Energiesystemmodelle E³Net und MARKAL kurz vorgestellt und bezüglich ihrer räumlicher Auflösung, der Behandlung von Kapazitätzubauten und der Zielfunktion untersucht.

E³Net

E³Net (Energy, Economy, Environment) ist eine in GAMS⁷⁰ geschriebene erweiterte Version des Modellschemas EFOM-ENV. Es ist ein flexibles mathematisches Modellschema, mit dem

⁶⁷ Energiedienstleistung ist der Nutzen, der aus einer Energieanwendung gezogen wird. Eine Energiedienstleistung kommt durch das Zusammenwirken von Endenergieeinsatz, Umwandlungstechnik und Nutzerverhalten zustande.

⁶⁸ Nutzenergie ist diejenige Form von Energie, die beim Energieanwender unmittelbar die Erfüllung einer Energiedienstleistung bewirkt.

⁶⁹ Ein Modell ist eine mehr oder weniger vereinfachte Abbildung eines realen oder gedachten (noch nicht realisierten) Systems. Modellgeneratoren erzeugen aus vorgegebenen Systemelementen (den Daten) und Wechselwirkungen (der Modelltopologie) ein formales Modell durch Integration der im Modellgenerator implementierten mathematischen Modellbeschreibung. Das formale Modell kann mittels Modellrechnungen analysiert werden.

⁷⁰ GAMS (General Algebraic Modeling System) ist eine Programmiersprache zur mathematischen Beschreibung von Optimierungsproblemen (vgl. /Brooke et al. 1998/).

lokale, regionale, nationale oder internationale Energiesysteme als lineares Gleichungssystem abgebildet werden können. Die Modelltopologie besteht aus Nodes, Links, Sektoren und Regionen.

Bei den Modellvariablen wird zwischen Flußvariablen, Kapazitätzubauvariablen und Restreservenvariablen unterschieden. Die Modellparametertypen werden entsprechend der Topologie in Link-, Node- und Sektorparameter unterteilt und durch die Parameter der Zeitsegmentierung (Zeit-Parameter) ergänzt.

Bei der Modellbildung kann eine räumliche Untergliederung in Regionen eingeführt werden. Regionen oder Gebiete können hierbei aufgrund politischer, wirtschaftlicher oder sachspezifischer Aggregationen gebildet werden. Zwischen den Regionen kann ein regionaler Austausch mit Hilfe von Austauschprozessen abgebildet werden. Unter regionalem Austausch wird hierbei der Transfer von Energieflüssen (bzw. allgemeinen Gütern) über Systemgrenzen verstanden. Der Austauschprozeß bilanziert die Gütertausch zwischen zwei Regionen R1 und R2.

$$\sum_{l \in J_{l,p,R1}} e_{r,p,R1}^{AN} = \sum_{n \in J_{o,p,R2}} \left(\frac{e_{n,p,R2}^{AN}}{\eta_{n,p,R2}} \right) \quad (5-12)$$

mit $e_{r,p,R1}^{An}$ dem jährlichen (AN) Energiefluß des Link r in der Periode p in der Region R1
 $e_{n,p,R2}^{An}$ dem jährlichen (AN) Energiefluß des Link n in der Periode p aus der Region R2
 $\eta_{n,p,R2}$ dem Wirkungsgrad des Link n in der Periode p aus der Region R2

Als Zielfunktion werden die abdiskontierten Gesamtkosten (z. B. Barwert) des Energiesystems minimiert. Die Gesamtsystemkosten beinhalten die variablen Kosten, die fixen Betriebskosten, die Investitionen sowie die Forschungs- und Entwicklungskosten. Um die Gesamtkosten zu bestimmen, wird die Summe der Kostenkomponenten über alle Perioden und Sektoren gebildet. Die Zielfunktion lautet vereinfacht wie folgt:

$$c_{ges} = \sum_p \left[\sum_l \left((c_{Inv,l,p} + c_{Fix,l,p}) \cdot x_{l,p} + c_{Ent,l,p} \cdot w_{l,p} \right) + \sum_l (c_{Var,l,p} \cdot f_{l,p}) \right] \quad (5-13)$$

mit Variablen c_{ges} den Gesamtkosten des System
 $x_{l,p}$ den Zubaukapazitäten des Link l in der Periode p
 $w_{l,p}$ den Zubaukapazitäten für Entwicklung und Forschung des Link l in der Periode p
 $f_{l,p}$ der nachgefragten Flußkapazitäten des Link l in der Periode p

mit Parametern

$c_{Inv,l,p}$ den spez. Investitionen des Link l in der Periode p

- $c_{\text{Fix},l,p}$ den spez. Fixkosten des Link l in der Periode p
 $c_{\text{Ent},l,p}$ den spez. Kosten für Entwicklung und
 Forschung des Link l in der Periode p
 $c_{\text{Var},l,p}$ den variable Kosten des Link l in der Periode p

Die nachgefragten Flußkapazitäten werden durch Flußkapazitäts-Restriktionen abgebildet. Dadurch kann die Flußkapazität nicht größer sein als die Summe der Kapazitäten der Altanlagen und der in den vorhergehenden Perioden zugebauten und noch existierenden Anlagekapazitäten, gewichtet mit der Leistungsverfügbarkeit.

$$f_{l,p} \leq a_{\text{AVFM},l,p} \cdot \left(P_{\text{Res},l,p} + \sum_{pp} (a_{\text{ExZu},l,p,pp} \cdot x_{l,pp}) + \sum_{pp} (a_{\text{ExEnt},l,p,pp} \cdot w_{l,pp}) \right) \quad (5-14)$$

- mit $a_{\text{AVFM},l,p}$ Leistungsverfügbarkeit des Link l in der Periode p
 $P_{\text{Res},l,p}$ den Anlagekapazitäten des Link l , die bereits vor der ersten Periode existierten und in Periode p noch verfügbar sind
 $a_{\text{ExZu},l,p,pp}$ Anteil der Anlagekapazitäten des Link l , die in der Periode pp zugebaut und noch in der Periode p verfügbar sind
 $a_{\text{ExEnt},l,p,pp}$ Anteil der Anlagekapazitäten Entwicklung und Forschung des Link l , die in der Periode pp zugebaut und noch in der Periode p verfügbar sind

Der Kapazitätzubau kann mit Hilfe von fixen bzw. oberen und unteren Grenzwerten beschränkt werden. Dadurch wird festgelegt, wieviel Kapazität von einer Technik mindestens zugebaut werden muß bzw. wo die maximalen Zubaugrenzen einer Technik liegen. Der Zubau ist variabel und stetig. Es kann keine Entscheidungsalternative für einen einmaligen Zubau zu einem bestimmten Zeitpunkt mit einer bestimmten Größe vorgeschrieben werden.

Die mathematische Beschreibung wird durch die folgenden Gleichungsklassen vervollständigt:

- Mengenbilanzen (Material- und Energieerhaltungsgleichungen),
- Allokationsgleichungen (Einschränkung oder Festlegung des Verhältnis verschiedener Energieflüsse zueinander),
- Grenzwerte für Energie- und Materialflüsse,
- Sektorale Summen (Informationsfunktionen, selten Restriktionsfunktionen),
- Periodale Summen (Informationsfunktionen, selten Restriktionsfunktionen),
- Perioden- und sektorintegrale Summen (z. B. Zielfunktion).

Das Modellschema kann erweitert werden durch Hinzufügen neuer Gleichungstypen.

MARKAL

Seit 1990 sind, neben verschiedenen Varianten für Großrechner, in GAMS programmierte MARKAL-Modelle für den PC verfügbar. Zu einfacheren Handhabung des Modells kann das MUSS-System (MARKAL User Support System) /Goldstein, Hill 1996/ verwendet werden. Dieses ermöglicht durch vorgegebene Energieträger- und Technologieklassen einen einfach zu handhabenden Modellgenerator.

MARKAL ist ein nachfragegesteuertes, dynamisches Mehrperioden-Energiesystemmodell, das das Verfahren der linearen Optimierung anwendet. Es ermöglicht die Abbildung regionaler, nationaler und globaler vernetzter Energiesysteme. Der Modellgenerator erlaubt die Unterteilung des Modells in verschiedene äquidistante Zeitabschnitte, deren Länge in Abhängigkeit von der zu beantwortenden Fragestellung variiert werden kann. Die Modellstruktur setzt sich aus Energieträgern, Techniken und linearen Ungleichungen zusammen, die die Beziehung zwischen Energieträgern und Techniken herstellen. Technologien werden durch Kapazitäten-, Investitions- (Zubaukapazitäts-) und Aktivitätsvariablen beschrieben. Die verwendeten Gleichungen lassen sich in die Kategorien

- Energieträgerbilanzen,
 - Umwandlungs- und Speicherbilanzen,
 - Schranken für den Einsatz und Ausbau von Techniken,
 - spezielle Ungleichungen für die aggregierte Modellierung der Strom- und Fernwärmeverteilungsnetze,
 - verschiedene Zielfunktionen (z. B. Kosten oder Emissionen)
- einteilen.

MARKAL und E³Net unterscheiden sich kaum in der mathematischen Modellbeschreibung. In MARKAL kann für die Bestimmung der kostenoptimalen Energieversorgungsstruktur auch eine zeitintegrale abdiskontierte Zielfunktion der Form der Gleichung (5-13) verwendet werden. Die Unterscheidung der Modelle besteht hauptsächlich darin, daß MARKAL äquidistante Zeitintervalle voraussetzt, E³Net dagegen unterschiedlich lange Zeitintervalle innerhalb eines Modells erlaubt. In E³Net kann daher die Lastcharakteristik der Strom- und Wärmeerzeugung und Nachfrage detailliert abgebildet werden.

E³Net und MARKAL wurden mehrfach als Mehrregionen-Modell eingesetzt. Hierbei wurden mehrere eigenständige MARKAL-/E³Net Modelle nachträglich über Austauschprozesse (-technologien) verknüpft (vgl. z. B. /Loulou, Kanudia 1998/ oder /Schaumann 1997/). Im Bereich der kommunalen Energieplanung wurde MARKAL mit der Unterteilung des Energiesystems in die vier Hauptstufen - Energie-Gewinnung und -Bereitstellung, Umwandlung, Nachfragetechnologien und Endverbraucher-Nachfrage ohne weitere räumliche Untergliederung eingesetzt. Leitungsnetze wurden hierbei als eine Technik abgebildet (z. B. Verteilungsnetz der Nahwärme) /Josefsson et al. 1996/. In die Modellierung und Planung

integrierte GIS-Systeme werden meistens dazu benutzt, aggregierte Werte für die Abbildung des Leitungsnetzen zu bestimmen /Saugy et al. 1996/.

5.2.2 Netzwerkflußmodelle

Im Bereich der Netzwerkflußmodelle wurde eine große Anzahl von Softwareprogrammen entwickelt. Ein Schwerpunkt lag hierbei auf der Netzausbauplanung von leitungsgebundenen Energieträgern (z. B. IOON zur Planung und Auslegung von Niederspannungsnetzen /Blug 1995/, OPAL zur Planung von Fernwärmenetzen oder SIS-Programme zur Planung von Fernwärme-, Gas-, Wasser-, Strom- und Abwasserleitungsnetzen u. v. a.). Die Verwaltung und Darstellung der Eingabe- und Ergebnisdaten erfolgt meist mit Hilfe eines Geographischen Informationssystems. Für die Optimierung der Leitungsnetze benutzen die Programme unterschiedliche mathematische Methoden. Stationäre hydraulische, thermische und elektrische Berechnungsverfahren basieren in der Regel auf den Kirchhoffschen Gesetzen. Für instationäre elektrische Netzberechnungen wird das Approximationsverfahren Simulated Annealing und heuristische Suchverfahren /Blug 1997/ angewendet. Instationäre hydraulische und thermische Netzberechnungsverfahren basieren auf approximierten Lösungen von Differentialgleichungen physikalischer Modelle /Icking 1995/. Bei der strategischen Planung der Versorgung eines Gebietes mit leitungsgebundenen oder leitungsungebundenen Energieträgern sind lange Zeiträume (20-50 Jahre) zu betrachten. Die zeitlich hoch aufgelösten Modellierung wird hier nicht angewendet. Daher werden instationäre Prozesse, die bei einer zeitlich hoch aufgelösten Modellierung zu beachten sind, im Folgenden nicht weiter erörtert.

Das weitere Augenmerk richtet sich hauptsächlich auf die Fernwärmewirtschaft, da in diesem Bereich wesentlich mehr und funktional umfangreichere Programme erstellt wurden als für die anderen Zweige der leitungsgebundenen Versorgungswirtschaft. Die Tabelle 5-1 gibt einen Überblick über Softwareprogramme für die Fernwärmewirtschaft. Die Softwareprodukte konzentrieren sich ausschließlich auf die Erzeugung und Verteilung der Fernwärme mit heutiger Fernwärmetechnologie, ohne andere Wärmeversorgungssysteme, neuartige Wärmeverteilungskonzepte oder mögliche veränderte Absatzbedingungen zu berücksichtigen. Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf der Bereitstellung von Heizwärme.

Tabelle 5-1: Softwareprodukte für die Fernwärmewirtschaft /Riedl 1996b/, /Lucht et al. 1995/

Programmname	Funktionsumfang
BoFit (Betrieboptimierung von Fernwärmanlagen mittels intelligenter Simulationstechnik)	Fernwärme – Einsatzoptimierung, (Pumpstromoptimierung unter Berücksichtigung hydraulischer Drücke im Netz)
SisHYD (Standardisiertes Informationssystem zur hydraulischen Rohrnetzrechnung)	Topologie abhängige hydraulische Rohrnetzrechnung
sisNET (Standardisiertes Informationssystem zur Verwaltung von Fernwärmenetzen)	Informationssystem für bestehende Fernwärmenetze
sisINST (Standardisiertes Informationssystem für die Planung und Steuerung von Instandhaltungsmaßnahmen)	Steuerung und Planung der Instandhaltung von Fernwärmenetzen
sisAVA (Standardisiertes Informationssystem zur Ausschreibung, Vergabe und Abrechnung von Bauleistungen)	Informationssystem zur Ausschreibung, Vergabe und Abrechnung von Bauleistungen
InterWÄRME	Informationssystem für bestehende Fernwärmenetze
SINCAL - Gas/Fernwärme	Informationssystem für bestehende Fernwärmenetze
ECNETZ	Berechnung von Strömungs- und Temperaturverhältnissen in Druckrohrnetzen beliebiger Topologie
McINST (Managementsystem für Betriebsführung und Instandhaltung)	Steuerung und Planung der Instandhaltung von Fernwärmenetzen
LICcad LICheat LICmain LICdoc LICpump	Geographisches Informationssystem Hydraulische thermische Simulation Wartung Tool zur Detailplanung - Ausschreibung Pumpbetrieboptimierung
LICHHEAT	Berechnung von Strömungs- und Temperaturverhältnissen in Druckrohrnetzen beliebiger Topologie und der hydraulischen Verhältnissen im Netz

Modelle von Fernwärmenetzen haben prinzipiell große Ähnlichkeit mit anderen Netzbeschreibungsmodellen wie z. B. für Strom-, Gas- und Wassernetze. Von diesen Modellen unterscheiden sich die Fernwärmemodelle im Wesentlichen durch Hinzunahme einer weiteren Zustandsgröße (der Wassertemperatur bzw. Dampftemperatur) sowie der Berücksichtigung des geschlossenen Kreislaufes mit Vorlauf und symmetrischem Rücklauf.

Optimale Trassenlegung

Die Modellierung der optimalen Trassenlegung basiert auf graphentheoretischen Grundlagen. Für die Übertragung des Straßennetzes in eine graphentheoretische Beschreibung ist es notwendig, daß alle Straßenkreuzungen und Straßenenden und die zugehörige Länge jeder Verbindung (Straßenabschnitt) zwischen Straßenkreuzung und Straßenkreuzung oder Straßenkreuzung und Straßenende erfaßt werden. In Abhängigkeit der Länge wird jeder Straßenab-

schnitt mit Kosten (Verlegekosten) gewichtet. Die Verbindung aller Straßenabschnitte entspricht einem gewichtetem Netzwerk mit parallelen Kanten (vgl. Kapitel 5.1.1). Der gesuchte Gesamtverlauf eines Leitungsnetzes mit minimalen Kosten oder Gewichten ergibt - ohne Berücksichtigung der Versorgungssicherheit - eine hierarchische Struktur, deren Wurzel am bestehenden Leitungsnetz ansetzt. Hierfür wird für den bewerteten Graphen $G = \langle V, E; c \rangle$ die Kantenfolge $F = [i_0; i_1; \dots; i_r]$ in G bestimmt, deren Länge

$$c(F) = \sum_{k=1}^r c_{i_{k-1}i_k} \quad (5-15)$$

mit $c_{i_{k-1}i_k}$ den Kosten der Kante

minimal ist.

In Abbildung 5-3 sind unterschiedliche Verfahren zur Bestimmung des optimalen Leitungsverlaufes skizziert. Hierbei wird unterschieden zwischen freier Standortwahl der Wurzel und gegebenem Startort. Die freie Standortwahl des Anschlusses liegt beim Aufbau eines Leitungsnetzes dann vor, wenn gleichzeitig z. B. für ein Fernwärmesystem sowohl der Standort des Heizwerkes als auch der Leitungsverlauf variabel sind. Im Falle des Ausbaus eines Leitungsnetzes ist der Startort durch ein Ende des bestehenden Netzes vorgegeben. Der optimale Trassenverlauf kann mit Hilfe eines Baumalgorithmus bzw. durch Aufbau des Minimalgerüsts bestimmt werden (vgl. Abbildung 5-3).

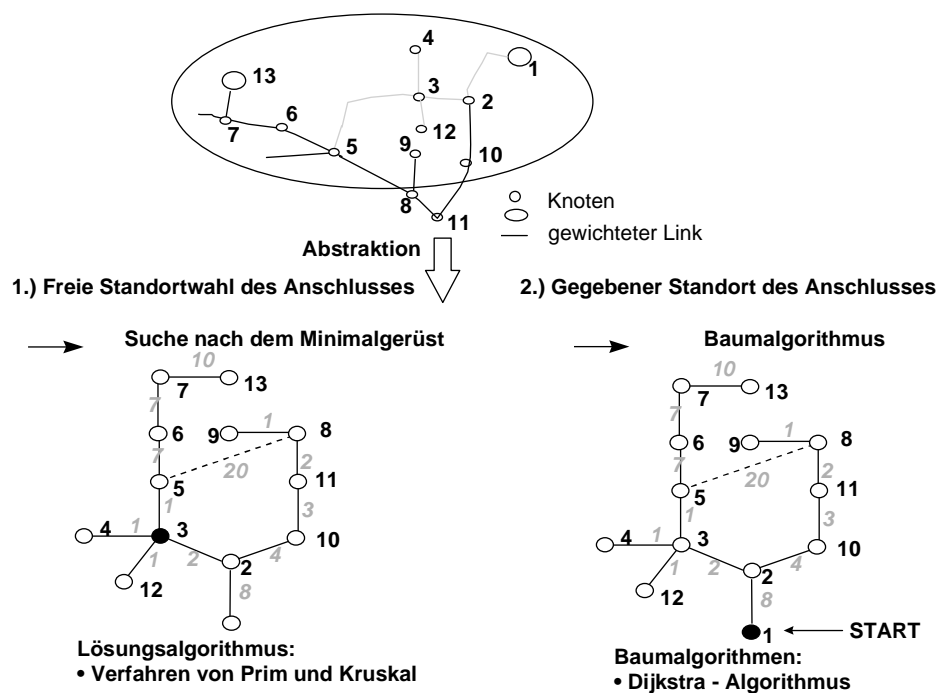


Abbildung 5-3: Verfahren zur Bestimmung des optimalen Trassenverlaufes von Leitungsnetzen

Bei allen in Abbildung 5-3 dargestellten Verfahren handelt es sich um Iterationsverfahren. Die Gemeinsamkeiten der Algorithmen lassen sich wie folgt beschreiben.

Die Verfahren gehen von einem bewerteten Digraphen $G=(V,E,c)$ mit n Knoten aus. Für das Durchführen der Verfahren werden zwei Felder eingeführt. Im einen Feld Distanz $D[1..n]$ werden die Entfernungen zum Ausgangsknoten abgelegt. Im anderen Feld, dem Routenfeld $R[1..n]$, wird für jeden Knoten j , gespeichert von welchem Vorgänger aus die kürzeste Entfernung $D[j]$ erzielt wurde.

In jedem Stadium eines Iterationsverfahrens ist ein bestimmter Knoten markiert. Ein Knoten wird markiert, wenn sich seine aktuelle kürzeste Entfernung vom Startknoten reduzieren läßt. In jeder Iteration wird ein Knoten überprüft. Die Überprüfung eines Knotens i besteht darin, daß für alle Nachfolger $j \in N(i)$ untersucht wird, ob sich deren aktuelle kürzeste Entfernung $D[j]$ durch $D[j] + c_{ij}$, das ist die Länge eines überführten Weges, verringern läßt. Nach Abschluß der Überprüfung wird die Marke von i gelöscht.

Die Verfahren beginnen mit der Wertzuweisung $D[a] := 0$ und $D[i] = \infty$ für alle Knoten $i \neq a$; Knoten a ist zu Beginn der einzige markierte Knoten. Sie enden, sobald die Menge der markierten Knoten leer ist. Die Verfahren unterscheiden sich hauptsächlich in der Auswahl des markierten Knoten bzw. der markierten Knoten zum Zweck seiner (ihrer) Überprüfung.

Die optimale Trassenlegung kann auch als lineares Netzwerkflußproblem (vgl. Abschnitt „Die Kirchhoffschen Gesetze“ Gleichung (5-22)) bestimmt werden.

Rohrdurchmesserauslegung

Ist die Trassenführung bekannt, so stellt sich die Frage nach der Berechnung optimaler Rohrdurchmesser. Der Rohrdurchmesser ergibt sich aus der geplanten Durchleitungsmenge des Wärmeträgers. Hierfür ist die Kenntnis der Abnehmer, und gegebenenfalls auch zukünftiger, die an das Netz angeschlossen werden sollen, notwendig. Das bedeutet, daß die Anschlußwerte Q_h der Wärmeabnehmer als bekannt vorausgesetzt werden. Die Auslegung des Fernwärmenetzes erfolgt für den Vollastfall. Bei der Planung des Netzes wird auf möglichst gleiche Wassergeschwindigkeiten geachtet. Ausgeführt werden Fernwärmenetze mit Wassergeschwindigkeiten von 2,5 m/s für Transportleitungen und 1 m/s für Verteilungsleitungen. Die für die Abnehmer bereitzustellende Menge des Wärmeträgers kann aus der Grundgleichung (5-16) ermittelt werden

$$Q_h = \dot{m} \cdot \Delta T \cdot c_p \quad \text{bzw.} \quad \dot{m} = \frac{Q_h}{\Delta T \cdot c_p} \quad (5-16)$$

Der Volumenstrom \dot{V} , der durch ein Rohr mit dem Durchmesser d fließt, ist durch die Gleichung (5-17) gegeben:

$$\dot{V} = \frac{\pi}{4} d^2 v \quad (5-17)$$

Unter Berücksichtigung der Dichte ρ ergibt sich für den Massenstrom \dot{m} :

$$\dot{m} = \frac{\pi}{4} d^2 v \rho \quad (5-18)$$

Damit ergibt sich der Rohrdurchmesser eines Leitungsabschnittes zu

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot \dot{m}}{\pi \cdot v \cdot \rho}} \quad \text{bzw.} \quad d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_h}{\pi \cdot c_p \cdot \Delta T \cdot \rho \cdot v}} \quad (5-19)$$

Für die Auslegung eines Leitungsabschnittes wird für den Anschlußwert Q_h meistens die mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor gewichtete Summe des Wärmebedarfs am Knoten eingesetzt. Die Dimensionierung eines Netzes erfolgt iterativ entlang der Kanten des Netzes von den am weitesten entfernten Verbrauchern zu der Erzeugungsanlage bzw. zum Einspeisepunkt.

Im Gegensatz zum kontinuierlichen Durchmesser in Gleichung (5-18) werden in der Praxis die handelsüblichen Dimensionen verwendet. Die gewählten Rohrdurchmesser haben direkten Einfluß auf den Druckabfall. Bei der Auslegung eines Rohrstranges sind Stufungen des Rohrdurchmessers ungeeignet. In Fernwärmenetzen sollen

- große Druckabfälle im Netz vermieden sowie
- lange Verweilzeiten und somit starke Auskühlungen verhindert

werden. Diese beiden Forderungen sind gegenläufig, da bei konstantem Durchmesser der Druckabfall mit wachsender Strömungsgeschwindigkeit nahezu quadratisch zunimmt. Bei konstanter Durchflußmenge ist der Druckabfall umgekehrt proportional der fünften Potenz des Rohrdurchmessers. So bewirkt eine Durchmesser-Verkleinerung von 1 % bereits näherungsweise die Zunahme des Druckabfalls von 5 %. Die hydraulische Auslegung von Netzen erfolgt mit Hilfe der Kirchhoffschen Gesetze.

Die Kirchhoffschen Gesetze

Praktisch alle Verfahren zur hydraulischen Netzberechnung basieren auf den zwei Kirchhoffschen Gesetzen. Kirchhoff formulierte seine Gesetze, um elektrische Netze zu beschreiben. Aus diesem Grund ähneln sich die Berechnungsmethoden für unterschiedliche Netzarten, wie z. B. elektrische Netze bzw. Gas-, Wasser- und Fernwärmenetze, sehr stark. Auf die Besonderheit von Fernwärmeversorgungssystemen mit einem Vorlauf- und einem Rücklaufnetz wird entsprechend selten in der Literatur /Braun 1985/, /Oeljeklaus 1987/, /Brühl 1990/, /Icking 1995/ eingegangen. Die *Kirchhoffschen* Gesetze lauten allgemein formuliert:

1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotengleichung)

Die Summe aller Transportströme an jedem Knoten des Netzes muß null sein. Dies ergibt sich unmittelbar aufgrund der Massenerhaltung (Energieerhaltung) aus einer Bilanz an jedem

Knoten. Angewendet auf Fernwärmenetze bedeutet dies, daß die Last an jedem Knoten gleich der Summe der ein- bzw. austretenden Massenströme ist.

2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschengleichung)

Die Summe aller Potentialabfälle entlang einer jeden Masche des Netzes muß null sein. Dies ergibt sich aus dem Potentialcharakter der Triebkraft des Transportes. Ein geschlossenes Liniintegral eines Potentials über einen beliebigen Weg ist Null. Bei Fernwärmenetzen ist demnach die Summe der Druckverluste aller zu einer Masche gehörenden Verbindungen gleich Null.

Die Kirchhoffschen Gesetze lassen sich auf ein Netzwerk mit ausgezeichneten Knoten übertragen. Diese ausgezeichneten Knoten werden als Flußquellen r und Flußsenken s bezeichnet. Im Weiteren wird vorausgesetzt, daß es sich um ein Netzwerk (einen Digraphen $\langle V, E \rangle$ ohne isolierte Knoten) mit Kapazitäten handelt, d. h., jeder Verbindung ist eine sogenannte Minimalkapazität $k_{i,j}$ und eine Maximalkapazität $\lambda_{i,j}$ zugeordnet. Ein Fluß im Netzwerk mit Stärke $w \geq 0$ fließt genau dann von r nach s , wenn

$$\sum_{i \in S(i)} x_{i,j} - \sum_{k \in P(i)} x_{k,i} = \begin{cases} w & \text{für } i = r \\ -w & \text{für } i = s \\ 0 & \text{für } i \in V \setminus \{r, s\} \end{cases} \quad (5-20)$$

Diese Flußbedingung entspricht dem Kirchhoffschen Knotensatz. Ein zulässiger Fluß minimaler Stärke wird *minimaler Fluß* genannt.

Sind $c_{i,j}$ die Kosten für den Transport einer Mengeneinheit und werden $x_{i,j}$ Mengeneinheiten transportiert, so sind die Gesamttransportkosten c_{ges} durch das Netzwerk gleich

$$c_{ges} = \sum_{(i,j) \in E} c_{i,j} x_{i,j} \quad (5-21)$$

Der kostenoptimale Fluß der Stärke w kann somit durch Lösung des Optimierungsproblems

$$\begin{aligned} & \text{Min} \sum_{(i,j) \in E} c_{i,j} x_{i,j} \\ \text{u.d.N.} \quad & \sum_{i \in S(i)} x_{i,j} - \sum_{k \in P(i)} x_{k,i} = \begin{cases} w & \text{für } i = r \\ -w & \text{für } i = s \\ 0 & \text{für } i \in V \setminus \{r, s\} \end{cases} \quad (5-22) \\ & \lambda_{i,j} \leq x_{i,j} \leq k_{i,j} \quad (\langle i, j \rangle \in E) \end{aligned}$$

bestimmt werden. Probleme dieser Art werden als *lineare Netzwerkflußprobleme* bezeichnet. Spezialfälle dieses Problems stellen die optimale Trassenlegung und die Rohrdurchmesserlegung dar, die ebenfalls als *lineares Netzwerkflußproblem* formuliert werden können.

Jede Fernwärmenetzkomponente wie Rohrleitung, Pumpe, Wärmeverbraucher, Bypassleitung und Druckhaltung beeinflusst durch ihre jeweilige Charakteristik das Fernwär-

menetzverhalten. Für jede der Komponenten muß das hydraulische Verhalten beschrieben werden, um z. B. das Durchflußverhalten des Netzes untersuchen zu können.

Hydraulischen Netzberechnung

Das Hauptziel der hydraulischen Netzberechnung ist die Ermittlung der Drücke an allen Netzknoten. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Massenknoten und Druckknoten. Bei Massenknoten ist der entnommene oder eingespeiste Massenstrom festgelegt, der Druck zunächst unbekannt. Bei Druckknoten ist hingegen der Druck vorgegeben und der Massenstrom muß berechnet werden. Mindestens an einem Knoten des Netzes muß der Druck bekannt sein, da sonst der Zustand des Netzes nicht eindeutig bestimmt werden kann.

Grundsätzlich kann jeder beliebige Knoten Druckknoten sein; es ist aber zweckmäßig, als Druckknoten den Vorlauf- bzw. Rücklaufknoten der Wärmequelle zu wählen, die die Druckerhaltung im Netz übernimmt, da die von der Optimierung berechneten Bezugsdrücke sich an diesen Knoten auch direkt einstellen lassen.

Jede Fernwärme Komponente (wie z. B. Rohrleitung, Pumpe, Wärmeverbraucher, Bypassleitung und Druckhaltung) beeinflusst durch ihre jeweilige Charakteristik das hydraulische und thermische Verhalten des Fernwärmenetzes. Daher sind alle Komponenten des Fernwärmeversorgungsystems bei der hydraulischen Netzberechnung zu berücksichtigen. Neben der Charakteristika der Einzelelemente⁷¹ ist deren Zusammenspiel im Netz für die Berechnung abzubilden. Zur Bestimmung der unbekannt Knotendrucke können entweder das 1. Kirchhoffsches Gesetz (Knotengleichung) oder das 2. Kirchhoffsches Gesetz (Maschengleichung) herangezogen werden. Die Berechnung erfolgt alternativ mit dem Knotenanalyseverfahren (vgl. z. B. /Braun 1985/), dem Maschenberechnungsverfahren (vgl. z. B. /Oeljeklaus 1987/) oder der Finite-Elemente-Methode (vgl. z. B. /Icking 1995/).

Thermische Netzberechnung

Aufgabe der thermischen Netzberechnung ist es, die unbekannt Temperaturen im Netz zu bestimmen. Ausgehend von den Temperaturen lassen sich anschließend die Entnahme- und Einspeisemengen sowie die Wärmeverluste und Speicherleistung des Netzes berechnen. Grundsätzlich ist zwischen stationären und instationären Berechnungsverfahren zu unterscheiden. Stationäre Berechnungsverfahren gehen von einer zeitlich unveränderten Einspeisetemperatur aus. Instationäre gehen von einer sich zeitlichen verändernden Einspeisetemperatur aus. Diese werden zur Abbildung von Speichervorgängen im Netz verwendet.

Ursache für den Wärmetransport im Fernwärmenetz ist nicht eine mit der Transportgröße gekoppelte Potentialdifferenz (z. B. eine Temperaturdifferenz), sondern hier liegt ein

konvektiver Transportmechanismus vor, der nicht mit der Transportgröße (Enthalpie) gekoppelt werden kann.

Voraussetzung für die Anwendbarkeit thermischer Netzberechnungsverfahren ist die Kenntnis sämtlicher Massenströme im Fernwärmenetz. Die Temperatur, die berechnet werden kann, entspricht der Temperatur der Strömung, die die Knoten verlassen.

Definition einer strömungsbezogenen Kanteneintritts-Knoten-Inzidenzmatrix \mathbf{S}_E :

$$\mathbf{S}_{E_{i,j}} = \begin{cases} 1, & \text{wenn der Strömungseintritt von Kante } i \text{ bei Knoten } j \text{ liegt,} \\ 0, & \text{für alle anderen Matrixelemente.} \end{cases}$$

Definition einer strömungsbezogenen Kantenaustritts-Knoten-Inzidenzmatrix \mathbf{S}_A :

$$\mathbf{S}_{A_{i,j}} = \begin{cases} 1, & \text{wenn der Strömungsausritt von Kante } i \text{ bei Knoten } j \text{ liegt,} \\ 0, & \text{für alle anderen Matrixelemente.} \end{cases}$$

Mit diesen beiden Inzidenzmatrizen läßt sich ein für das gesamte Netz gültiges Knotenbilanzgleichungssystem aufstellen:

$$\mathbf{S}_A \cdot \dot{Q}_A - \mathbf{S}_E \cdot \dot{Q}_E = 0 \quad (5-23)$$

mit \dot{Q}_E dem Enthalpiestrom mit Kanteneintrittstemperatur T_E
 \dot{Q}_A dem Enthalpiestrom mit Kantenaustrittstemperatur T_A

Nach dem Einführen der Netzelemente (Rohre, Pumpen, Drosseln, Verbraucher) kann die Gleichung (5-23) nach der Knotentemperatur aufgelöst werden. Diese können im linearen Fall direkt oder, wenn die Austrittstemperatur nicht linear von der Eintrittstemperatur abhängt, iterativ nach der Methode von Newton Raphos (vgl. z. B. /Icking 1995/) gelöst werden.

Kopplung zwischen thermischer und hydraulischer Netzberechnung

Eine direkt gekoppelte thermische und hydraulische Berechnung mit Hilfe eines geschlossenen Gleichungssystems ist nicht möglich, da für die thermische Berechnung nicht die Temperaturgradienten, sondern die den Massenfluß verursachenden Druckdifferenzen Ursache für den Enthalpietransport in Fernwärmenetzen sind.

Für die stationäre Netzberechnung werden daher der hydraulische und der thermische Berechnungsteil getrennt voneinander ermittelt (vgl. Abbildung 5-4). Für die Berechnung bzw. Auslegung des Netzes werden als Ausgangspunkt an den Lastknoten die Vorlauftemperatur der Einspeisung angenommen, und als Rücklauftemperatur an der Wärmequelle wird der Mittelwert der Rücklauftemperatur der Lastknoten gewählt. Anhand dieser Schätzung kann die Einspeise- und Entnahmemenge bestimmt werden. Die Daten werden für die erste

⁷¹ Für die stationäre hydraulische Netzberechnung ist als Charakteristik der Einzelemente die Beziehung zwischen Massenstrom und der an diesen Elementen anliegenden Druckdifferenz zu bestimmen.

hydraulische Berechnung verwendet. Mit Hilfe der berechneten Massenströme der hydraulischen Berechnung werden nachfolgend die Knotentemperaturen durch die thermische Berechnung bestimmt. Die berechneten Knotentemperaturen werden mit den Knotentemperaturen der hydraulischen Berechnung verglichen. Weichen die berechneten Werte von den Startwerten der hydraulischen Berechnung erheblich ab, wird der Berechnungszyklus wiederholt, bis eine Konvergenz erzielt wird.

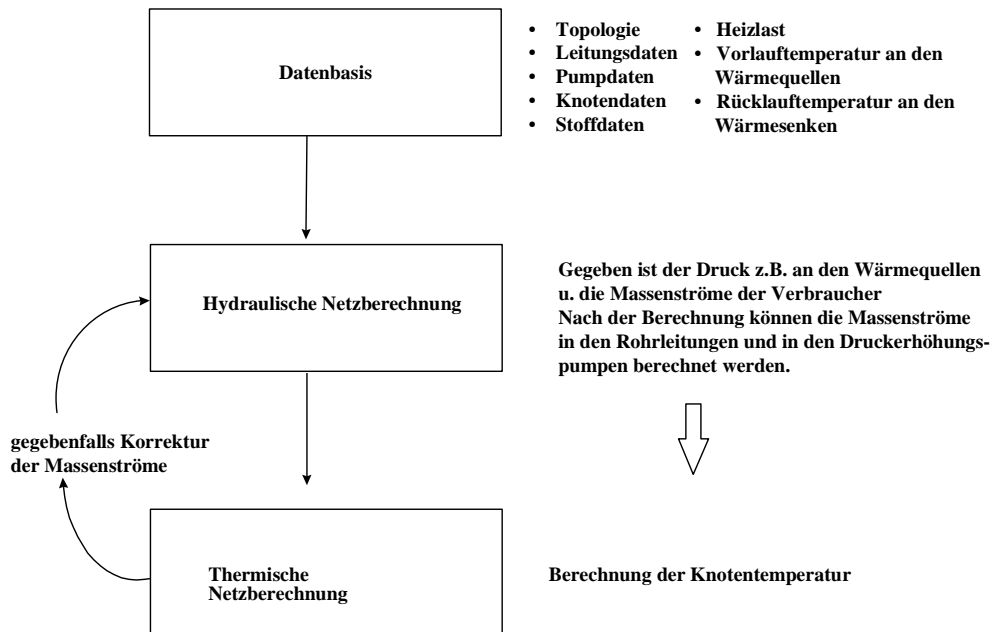


Abbildung 5-4: Ablaufplan der hydraulischen und thermischen Netzberechnung

5.3 Vergleich zwischen Energiesystemmodellen und Netzwerkflußmodellen

Ziel der Charakterisierung der Energiesystemmodelle und der Netzwerkflußmodelle war es, die Grundlagen für den Vergleich mit den in Tabelle 4-1 aufgelisteten Anforderungen an die räumliche und zeitliche Auflösung, die Systemwechselwirkungen und die dynamische technische und ökonomische Beschreibung der Systemkomponenten zu schaffen. In Tabelle 5-2 werden die Eigenschaften der Energiesystemmodelle und der Netzwerkflußmodelle mit dem Anforderungsprofil an das Flächenmodell (vgl. Tabelle 4-1) verglichen.

Hierbei stellt sich heraus, daß Energiesystemmodelle die RES-Darstellung für die Beschreibung der Topologie verwenden. Die Wechselwirkungen der unterschiedlichen und alternativen Versorgungssysteme werden abgebildet. Durch die Verwendung einer zeitintegralen Zielfunktion können Aussagen über die Auswirkungen verändernder Rahmen- und

Randbedingungen getroffen werden. Beim Systemvergleich stehen die Kosten des Gesamtsystems im Mittelpunkt.

Tabelle 5-2: Vergleich zwischen Energiesystemmodellen und Netzwerkflußmodellen

	Vergleichskriterium	Energiesystemmodelle	Netzwerkflußmodelle
Systembeschreibung	Räumliche Auflösung	Regional	Variabel (detailliert)
	Betrachtungszeitraum	Zeitraum	Meist Zeitpunkt (wenige Stunden)
	Zeitliche Auflösung	Variabel	Meist statisch (Minuten)
	Systemgrößen	Bedarf, Verbrauch, Emissionen, Kosten	Bedarf, Temperatur, Druck, (Kosten)
	Veränderte Rahmenbedingungen	Zeitintegrale Betrachtung, rekursiv zw. den Betrachtungszeitpunkten	Nein
	Systemwechselwirkungen	Detailliert	Keine
	Kapazitätzzubau	Variabler stetiger Zubau	Auslegung auf maximal Kapazität
	Kostenberechnung	Annuität oder abdiskontierte Vollkostenrechnung in der Zielfunktion	Investitionen, (getrennte Berechnung)
Systemkomponenten-	Integration von Leitungsnetzen	Aggregierte Betrachtung	Disaggregierte Betrachtung
	Technische Beschreibung	Umwandlungswirkungsgrad, Zeitverfügbarkeit	Detaillierte hydraulische thermische Beschreibung
	Technische Weiterentwicklung	Dynamisch	Keine
	Kosten der Technologie	Spezifische Kosten	-
	Abbildung einer speziellen Technologie im Modell	Einfach (exemplarische Technologie)	Vielfach

Netzwerkflußmodelle werden als Netzwerk abgebildet. Die Modelle berücksichtigen nur einen leitungsgebundenen Energieträger detailliert. Bei den Berechnungsverfahren stehen die Auslegung für den maximalen Bedarfsfall und die hydraulische und thermische Netzbe- rechnung im Vordergrund. Systemkomponenten des Netzes werden vielfach detailliert an unterschiedlichen Stellen des Netzes abgebildet.

Der Vergleich ergibt, daß keines der bestehenden Energiesystem- bzw. Netzwerk- flußmodelle die Anforderungen an die räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsge- bundener Energieversorgungssysteme erfüllt. Durch eine Kombination aus Energiesystem- modell und Netzwerkflußmodell werden dagegen die Anforderungen an das Flächenmodell großteils abgedeckt. Zusätzlich ist die variable disaggregierte Betrachtung leitungsgebundener Versorgungssysteme und die Kostendegression von Systemkomponenten zu berücksichtigen.

Im anschließenden Kapitel 6 wird die Umsetzung der methodischen Anforderungen in dem neu entwickelten Flächenmodell, das die Eigenschaften von Energiesystemmodellen und Netzwerkflußmodellen kombiniert, beschrieben.

6 Das Flächenmodell

In Kapitel 6 wird das neu entwickelte Flächenmodell erläutert. Hierfür ist das Kapitel 6 in zwei Teile unterteilt. Im ersten Teil wird die Modelltopologie des Flächenmodells, deren wesentlichen Objekte und deren Verknüpfungen beschrieben. Der zweite Teil beinhaltet die mathematische Modellbeschreibung des Flächenmodells.

6.1 Topologie des Flächenmodells

Bei der Abbildung der bestehenden Wärmeversorgung eines Gebietes sind sowohl die Erzeugungsanlagen, das Verteilungsnetz als auch die Verbraucher zu erfassen. In Abhängigkeit der energiewirtschaftlichen Fragestellung ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Topologie des Modells. Hierbei sind folgende Punkte zu berücksichtigen:

- Für eine zukünftige Verdichtung und periphere Erweiterung des Fernwärmeversorgungssystems sind geeignete Verbraucher zu bestimmen, die mit möglichst geringem Aufwand an die Leitungsstränge des vorhandenen Netzes angeschlossen werden können.
- Für ein Gebiet, in dem eine Doppelverlegung existiert, oder für ein Neubaugebiet ist die kostengünstigste Versorgungsstruktur aus der Vielzahl der unterschiedlichen Versorgungsoptionen zu ermitteln.
- Für den Einsatz von BHKWs in Kombination mit Nahwärmenetzen ist die Leistungsgröße und die Versorgungsgebietsgröße, unter denen diese im Vergleich z. B. zur Ölheizung konkurrenzfähig sind, zu ermitteln.

Diese unterschiedlichen Ausgangssituationen sollen durch Flächenmodelle abgebildet werden. Flächenmodelle berücksichtigen daher die technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften von einzelnen Objekten (z. B. Erzeugungsanlagen oder Verbrauchern) und ermöglichen eine räumlich detaillierte Untergliederung, so daß jedes Objekt einem Ort zugeordnet werden kann. Die Abbildung der räumlichen Untergliederung und der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften der Objekte wird in den nachfolgenden Abschnitten erläutert.

6.1.1 Integration der räumlichen Information

Ziel der räumlichen Untergliederung ist es, Objekten (z. B. Erzeugungsanlagen, Verbrauchern und Leitungsstücken) in Form von Knoten räumliche Koordinaten zuzuordnen. Dabei sind Leitungsstücke jeweils durch zwei Knoten charakterisiert, Erzeugungsanlagen und Abnehmer durch je einen. Durch das Verbinden der Knoten kann ein Netzwerk aufgebaut werden, das sowohl den bisherigen Energietransport des Leitungsnetzes als auch mögliche Erweiterungen oder Neubauten von Leitungsnetzen abbildet. Die Einteilung der Knoten in Gruppen von

Quellen, Verteilungsknoten und Senken führt dazu, daß eine Richtung des Transportes vorgegeben ist. Die drei Arbeitsschritte

- Diskretisierung der räumlichen Information durch die Bestimmung von Knoten,
- Einteilung der Knoten in Gruppen,
- Abbildung des Energietransports

dienen der räumlichen Information in einem Modell. Sie bilden das sogenannte geographische Grundgerüst, das im Folgenden ausführlicher beschrieben wird.

Aufbau des geographischen Grundgerüsts

Für die Integration der räumlichen Informationen muß die reale Struktur der bestehenden Leitungsnetze in das Modell übertragen werden. Rohrleitungsnetze, die einen Energieträger von einer zentralen Quelle an viele Abnehmer zu verteilen haben, weisen eine hierarchische Grundstruktur auf. Gleichzeitig wird aber zur Erhöhung der Versorgungssicherheit eine bestimmte Vermaschung angestrebt. Das heißt, es entsteht ein Netz, das um Schleifen zwischen den Teilästen der hierarchischen Struktur erweitert wurde. Der Trassenverlauf der Rohrleitungen ist meistens durch den Straßenverlauf - das Straßennetz - vorgegeben. Das Straßennetz wird in Straßenabschnitte unterteilt. Ein Straßenabschnitt ergibt sich durch die Distanz zwischen zwei Kreuzungen oder Abzweigungen.

Diese Straßenabschnitte können für spezielle Untersuchungen in weitere Teilabschnitte unterteilt werden. Für die Bestimmung der Anfangs- und Endknoten von Leitungstücken wird daher vorausgesetzt, daß diese zumeist im öffentlichen Straßen- und Wegebereich verlegt werden. Die Anfangs- und Endknoten von Straßen- und Wegabschnitten entsprechen damit den Anfangs- und Endknoten von Leitungstücken, die miteinander verbunden sind. Bei der Existenz mehrerer unterschiedlicher bzw. konkurrierender Leitungsnetze (z. B. Erdgas und Fernwärme) sind entsprechende Überschneidungen der Netze zu berücksichtigen, sowie deren räumliche Korrelation ist im Modell zu beachten.

Um die im Modell abzubildende Anzahl der Verbraucher zu reduzieren, werden entlang der Straßenabschnitte räumlich benachbarte Verbraucher zu einer Verbrauchergruppe aggregiert und mit dem Endknoten des Straßenabschnittes verbunden (vgl. Abbildung 6-1). Dieses Vorgehen wird sowohl für die von leitungsgebundenen Versorgungssystemen bereits erschlossenen als auch für mögliche Erweiterungsgebiete durchgeführt. Zum Schluß werden durch die Zuordnung von Knoten die Standorte möglicher Erzeugungsanlagen oder Anschlußmöglichkeiten an bestehende leitungsgebundene Versorgungssysteme erfaßt.

Im nächsten Schritt werden die Knoten in Gruppen aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt entsprechend der kartographische Informationen in

Quellen: z. B. Kraftwerke, BHKW, Heizwerk, Abwärmequellen, Anschlußstellen an bestehende Fernwärme- oder Erdgasleitungen

Verteilung: z. B. Anfangs- und Endknoten von Straßenabschnitten

Senken: z. B. Verbraucher (Industrie, Haushalte etc.)

Im letzten Schritt werden mögliche bzw. existierende Verbindungen leitungsgebundener Versorgungssysteme eingefügt. Dies erfolgt durch das Einfügen von Verbindungen,

- zwischen Quellen und dem nächstgelegenen Verteilungsknoten,
- zwischen Verteilungsknoten und Verteilungsknoten, entsprechend dem Straßenverlauf, sowie
- zwischen Verteilungsknoten und Senken, entsprechend der vorangegangenen Aggregation.

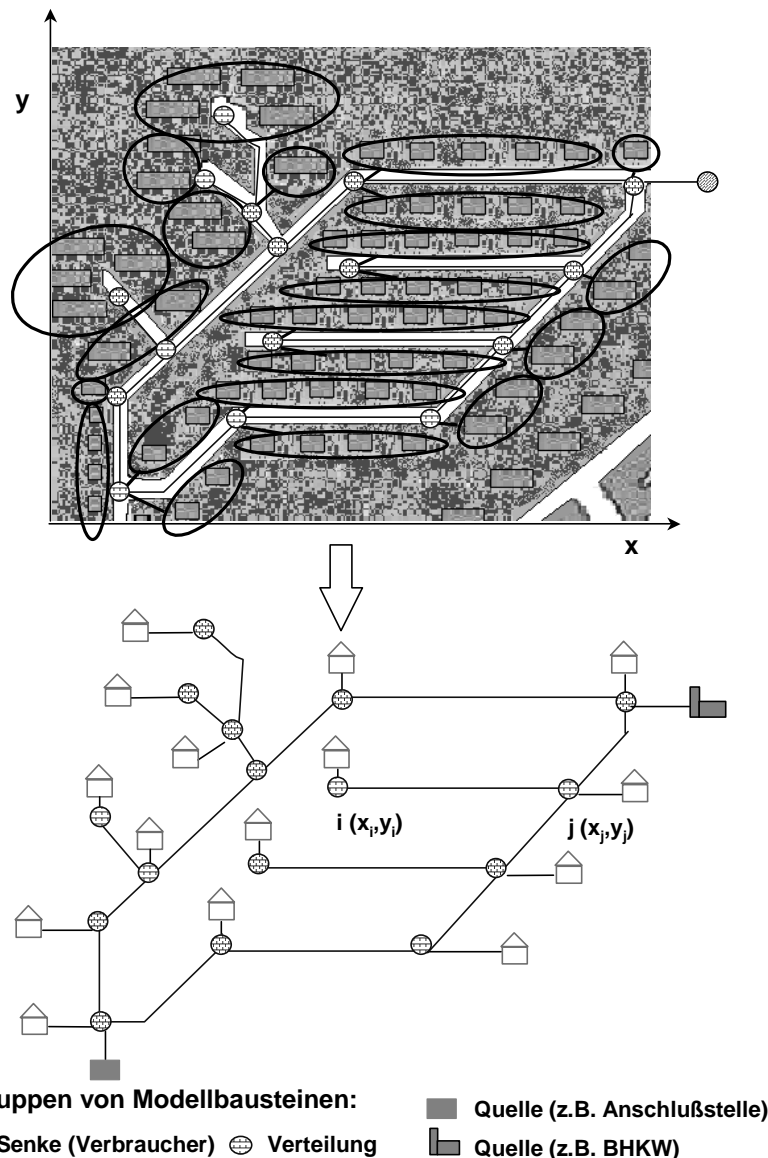


Abbildung 6-1: Integration der räumlichen Informationen in das Modell und Aufbau des geographischen Grundgerüsts

Durch dieses Vorgehen kann für ein beliebiges Gebiet ein geographisches Grundgerüst aufgebaut werden. Das geographische Grundgerüst besteht aus den Anfangs- und Endknoten von Straßenabschnitten, aus vorhandenen oder möglichen Versorgungsleitungsabschnitten sowie aus den Orten der Erzeugungsanlagen und der Verbrauchergruppen. Es be-

inhaltet alle räumlichen Informationen bestehender und möglicher Versorgungspfade in Form von Verbindungen (Kanten) zwischen den Knoten. Die Kanten enthalten somit die Komponenten des leitungsgebundenen Versorgungssystems.

Gruppierung der Knoten der räumlichen Untergliederung

Die Knoten der räumlichen Untergliederung werden nach bestimmten Gesichtspunkten gruppiert, um einerseits gezielt für bestimmte Gruppen die entsprechenden mathematischen Gleichungen aufzustellen, andererseits um mögliche Versorgungsalternativen (z. B. Fernwärme, Gas, Öl) zu modellieren. So können z. B. alle Knoten, die innerhalb eines Polygonzuges liegen, der Gruppe der Knoten eines Entscheidungsgebietes angehören. Innerhalb dieses Entscheidungsgebietes kann dann ein Wechsel bzw. ein peripherer Ausbau eines oder mehrerer leitungsgebundener Versorgungssysteme möglich oder die Nutzung eines Energieträgers zur Wärmeerzeugung verboten sein. Entscheidungsgebiete entsprechen daher Teilgebieten realer Versorgungsgebiete. Auf die Bedeutung von Entscheidungsgebieten wird in der mathematischen Beschreibung des Flächenmodells explizit eingegangen.

Weitere Gruppierungen der Knoten können z. B. Gebiete eines Siedlungstypen entsprechen. Dadurch können Verlegeoptionen, charakteristische Längen der Hausanschlüsse usw. innerhalb eines Gebietes (für eine Menge von Knoten) festgelegt sein.

6.1.2 Technische Beschreibung des Systems

Für die technische Beschreibung des Energiesystems wird im Flächenmodell eine modifizierte Referenzenergiesystem-Darstellung (RES) (vgl. Kapitel 5.1.2) verwendet. Diese wird vor allem dazu benutzt, um an den Senken die alternativen Energietechniken als Punktmodell abzubilden. Die Modifikation besteht darin, daß Gutklassen, vordefinierte Techniken und Container eingeführt werden.

Ein Gut, das durch Leitungssysteme transportiert wird, verändert seine intensiven⁷² Größen, nicht aber seine physikalischen und chemischen Grundeigenschaften. Im RES-Konzept wird grundsätzlich zwischen Gütern vor und nach einem Prozeß unterschieden, im Gegensatz dazu werden Gutklassen (z. B. Fernwärme oder Gas) eingeführt, um zwischen der Umwandlung eines Gutes in ein anderes Gut und den Transport eines Gutes von A nach B zu unterscheiden.

Das RES-Konzept wurde in seinem Ursprung für nationale Energiesystemmodelle entwickelt, in denen eine Vielzahl von Einzeltechniken zu einem Prozeß zusammengefaßt werden, der einmal im Modell abgebildet wird. Bei der Abbildung von Versorgungssystemen eines Siedlungsgebietes werden Systemelemente, z. B. Fernwärmeleitungen oder spezielle

Verbraucher (z. B. Mehrfamilienhaus bis 6 WE), vielfach an unterschiedlichen Orten mit den gleichen technischen und betriebswirtschaftlichen Eigenschaften abgebildet. Um die Redundanz dieser Informationen zu verringern, werden vordefinierte Techniken eingeführt.

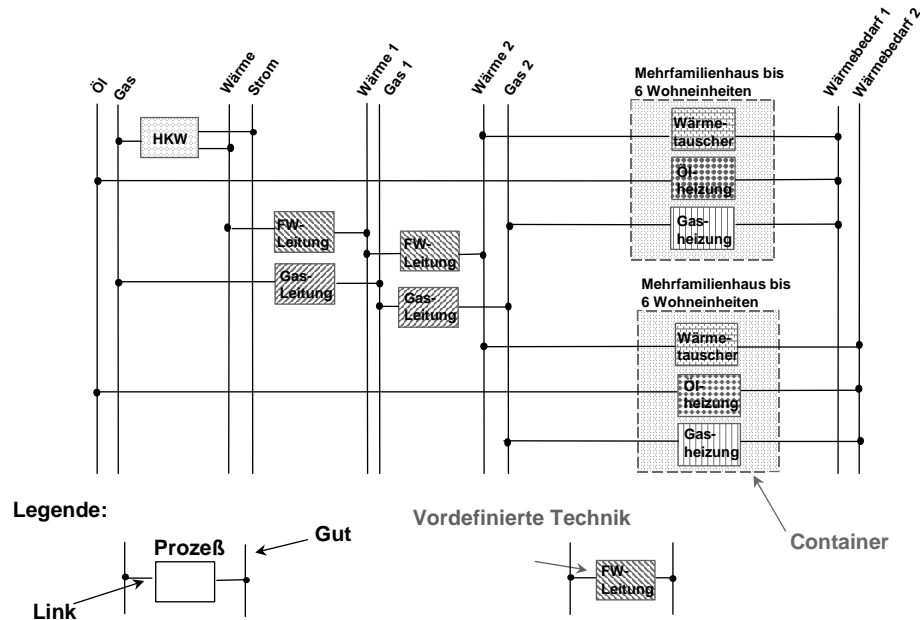


Abbildung 6-2: Technische Beschreibung des Systems

Wichtig für die technische Beschreibung des Modells ist der räumliche Detaillierungsgrad. Dieser ist in allererster Linie von der zu untersuchenden Fragestellung oder der Zielsetzung einer Studie abhängig. Weiteren Einfluß haben die Möglichkeiten der Datenbeschaffung, das damit verbundene Aufwand-Nutzen-Verhältnis und die Unsicherheit der Datenwerte. Andererseits ist die Lösbarkeit eines Modells beim Einsatz kommerzieller Solver durch die Anzahl der Variablen begrenzt. Die Anzahl der Variablen wird in Energiesystemmodellen durch die Integration der räumlichen Komponente weiter erhöht. Daher ist eine gezielte Aggregation der Information des Energiesystemmodells ohne Verlust der räumlichen Information notwendig.

Für den Aufbau des geographischen Grundgerüsts werden räumlich benachbarte Verbraucher entlang bestehender oder möglicher leitungsgebundener Wärmeversorgungssysteme zu einer Verbrauchergruppe oder zu einem speziellen Verbraucher aggregiert und räumlich diskretisiert. Die Größe einer Verbrauchergruppe ist abhängig von der Anzahl der Verbraucher entlang eines Straßenabschnittes, d. h. von den städtebaulichen Gegebenheiten. Werden für einen großflächigen Ausbau leitungsgebundener Versorgungssysteme ganze Stadteile oder eine gesamte Stadt untersucht, so können entlang der Hauptleitung z. B. ganze Siedlungsge-

⁷² Thermodynamische Zustandsgrößen werden in extensive Größen, welche der Menge des Systems proportional sind (Volumen, Masse usw.), und intensive Größe, die dagegen von der Menge des Systems unabhängig sind (Druck, Temperatur usw.), eingeteilt.

bierte zu Verbrauchertypen mit bestimmten Größen zusammengefaßt werden. In Gebieten, in denen nur ein leitungsungebundenes Versorgungssystem besteht, werden alle Verbraucher zu einer Verbrauchergruppe aggregiert. Aufgrund dieser Vorgehensweise sind die Aggregationen von Verbrauchern zu Verbrauchergruppen und von Gebieten zu speziellen Verbrauchern (z. B. Siedlungstypen) für die Modellbildung notwendig. Diese Aggregation ist mit dem Vorgehen in Netzwerkmodellen konsistent, in denen die Verbrauchergruppe der Last am Leitungsabschnitt entspricht.

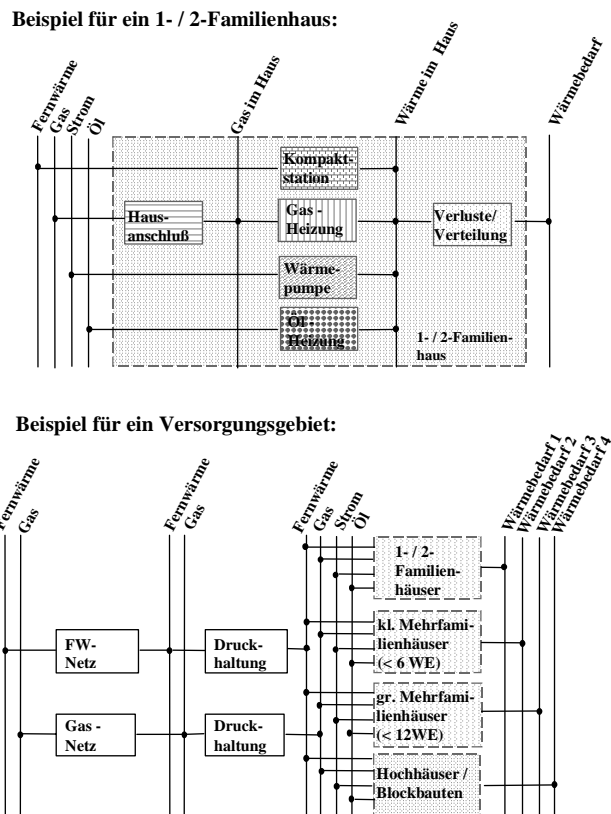


Abbildung 6-3: Unterschiedlich aggregierte Verbrauchertypen

Um die Anzahl der unterschiedlichen Verbraucher zu begrenzen, werden im Modell „Verbrauchertypen“ verwendet. Die Verbrauchertypen können beispielsweise mit Hilfe der Gebäudetypmethode oder der Siedlungstypmethode (vgl. Kapitel 2.1.1) bestimmt werden. Für Verbrauchertypen können unterschiedliche Versorgungsvarianten modelliert werden. Die möglichen Versorgungsvarianten sind abhängig vom Entscheidungsgebiet. Für Entscheidungsgebiete, in denen Verbrauchertypen z. B. Ölzentralheizungen besitzen, aber auch eine Fernwärmeversorgung oder Gasversorgung möglich ist, existieren drei Versorgungsvarianten für einen Verbrauchertyp. Die unterschiedlichen Alternativen der Wärmeerzeugung beim Verbraucher können durch die Techniken „Ölheizung“, „Wärmeübertrager“ oder „Gasheizung“ abgebildet werden. Die einem Verbrauchertyp zugeordneten Techniken werden in ei-

nem sogenannten Container zusammengefaßt, die bereits für Verbrauchertypen vordefiniert sind (vgl. Abbildung 6-3). Container sind Objekte der Modellbeschreibung, die ein Teil-RES enthalten. Durch die Verwendung von Containern ist es möglich, unterschiedliche Aggregationsebenen im Modell abzubilden.

Unabhängig von den vordefinierten Techniken (Muttertechnologie) und Containern können neue Techniken und Container an beliebigen Orten des Modells definiert und eingefügt werden.

6.1.3 Verknüpfung zwischen geographischem Grundgerüst und RES

In den beiden vorangegangenen Kapiteln wurde die Integration der räumlichen Information und die technische Beschreibung des Systems erläutert. Diese beiden Arten von Informationen bilden die zwei Ebenen des Modells (vgl. Abbildung 6-4). Die eine Ebene beinhaltet die räumlichen Informationen in Form des geographischen Grundgerüsts, durch die der räumliche Transport und dessen Detaillierungsgrad festgelegt wird. Die andere Ebene enthält den aktivitätsanalytischen Ansatz der Energiesystemmodelle in Form des erweiterten RES-Ansatzes. Die beiden Ebenen werden durch Relationen verknüpft, wobei das geographische Grundgerüst nur einmal, die Bausteine des modifizierten RES, z. B. in Form von vordefinierten Containern, hingegen mehrfach an verschiedenen Stellen des geographischen Grundgerüsts auftreten können.

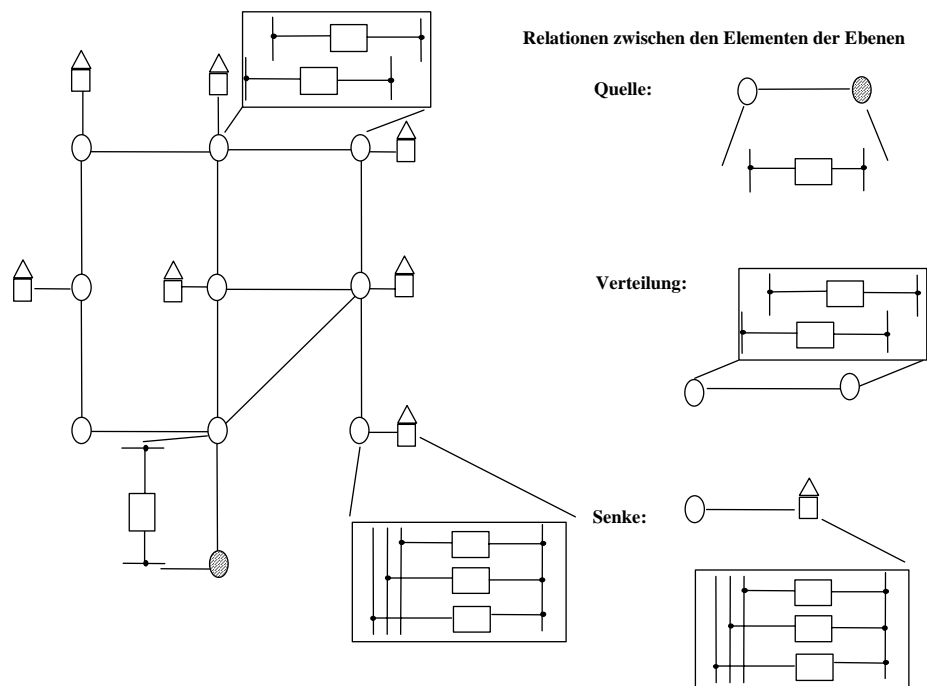


Abbildung 6-4: Beziehung zwischen räumlicher und technischer Beschreibung des Modells

Im Modell wird in der mathematischen Beschreibung des Transportes die Formulierung des Netzwerkflußmodells, d. h. die Knoten-Link-Knoten-Topologie verwendet. Im Gegensatz zum RES-Konzept wird dadurch die Anzahl der Variablen nicht verdoppelt und die direkte Kompatibilität zu hydraulischen und thermischen Netzberechnungsverfahren ist gegeben. Durch die Verteilung, d. h. die Verbindung zwischen zwei Knoten, ist die Möglichkeit einer leitungsgebundenen Versorgung festgelegt. Die möglichen Energieträger und der damit verbundene Wechsel wird durch die Entscheidungsgebiete vorgegeben.

Tabelle 6-1: Grundobjekte des geographischen Grundgerüsts

Grundobjekt	Beschreibung
Knoten	Jeder Knoten entspricht einem geographischen Ort, dem eine Komponente des Energiesystems zugeordnet werden kann. Er ist durch seine räumlichen Koordinaten gekennzeichnet $k_i(x,y,z)$.
Verbindungen	Die Verbindungen entsprechen möglichen Verbindungen zwischen zwei Knoten k_i und k_j . Die Menge der Verbindungen kann z. B. durch existierende Straßen und Wege zwischen den Knoten vorgegeben sein. Sie ist gekennzeichnet durch ihre Distanz d_{ij} . Die Distanz berechnet sich aus der Abstandsnorm zwischen den Knoten: $d_{ij} = \sqrt{\left(k_i(x, y, z) - k_j(x, y, z)\right)^2}$ Verbindungen können Systemkomponenten leitungsgebundener Versorgungssysteme beinhalten.
Gutklasse	Zwischen Gütern (z. B. Fernwärme1, Fernwärme2,..), die innerhalb des Modells an verschiedenen Orten verwendet werden, wird nicht unterschieden. Die Güter werden in einer Gutklassen (z. B. Fernwärme) zusammengefaßt.
Prozeß (Aktivität)	Ein Prozeß oder eine Aktivität dient zur Darstellung eines Umwandlungs-, Transport- oder Speichervorganges. Die Eigenschaften des Prozesses werden durch die, der Aktivität zugeordnete, Technik beschrieben.
Technik	Eine Technik (z. B. „Hauskompaktstation (indirekt) 10 kW“) kann an verschiedenen Orten des Modells, d. h. mehrfach, abgebildet werden. Vordefinierte Techniken vereinfachen die Modellierung eines Versorgungssystems, da die Eigenschaften wie z. B. Investitionskosten, Wirkungsgrad, technische Lebensdauer nur einmal der Technik zugeordnet werden. Eine Technik entspricht einem Prozeß, der mit Güterklassen verknüpft ist und dessen ökonomische, technische und ökologische Daten bereits definiert sind.
Container	Regeln oder Restriktionen von Entscheidungsalternativen beziehen sich meist auf eine Gruppe räumlich nicht getrennter gleichwertiger Prozesse oder Aktivitäten. Um diesen Aspekt im Modell zu berücksichtigen, sind Container enthalten. Bei den Containern ist zwischen Prozeßcontainer und Container, die ein RES enthalten, unterschieden. Durch das Einführen von vordefinierten Containern kann die Modellierung vereinfacht werden.

In den vorangegangenen Abschnitten wurde die Topologie des Flächenmodells beschrieben. Hierbei wurde zwischen Objekten für die Integration der räumlichen Informationen, die das geographische Grundgerüst bilden, und der technischen Beschreibung des Systems durch das erweiterte RES unterschieden. Um die beiden Ebenen zu erzeugen und zu verknüpfen, wurden Objektmengen eingeführt. Durch das Einführen weiterer Objektmengen kann die mathematische Beschreibung des Modells einfacher strukturiert werden. Die

Grundobjekte des geographischen Grundgerüsts und des erweiterten RES sind in Tabelle 6-1 aufgelistet und weiter spezifiziert.

Die aus Grundobjekten erzeugten Objektmengen sind in Tabelle 6-2 aufgelistet. Die Objektmenge der Quellen und Senken werden in der mathematischen Beschreibung ausschließlich für die Einschränkung der Gleichungsspezifikation verwendet. Für die Vereinfachung der Modellerstellung werden die Verbrauchertypen und die Gebiete eingefügt, da durch die konsequente Typisierung der Aufwand der Datenerhebung reduziert wird. Die Entscheidungsgebiete beeinflussen aktiv die Gleichungserstellung, da durch das geographische Grundgerüst nur die möglichen Versorgungswege nicht aber die Energieträger festgelegt sind.

Tabelle 6-2: Übersicht über die Objektmengen

Objektmengen	Beschreibung
Quellen Q	Alle Knoten, die Erzeuger oder eine Anschlußoption an ein bestehendes leitungsgebundenes Versorgungssystem enthalten, sind Element der Menge der Quellen Q.
Senken S	Die Menge der Senken S enthält alle Knoten, denen Verbraucher zugeordnet sind.
Masche Ma	Eine Masche Ma beinhaltet alle Knoten und Verbindungen, die im Ring miteinander verbunden sind. Maschen können in Leitungsnetzen die Versorgungssicherheit gewährleisten oder im Modell zur Abbildung unterschiedlicher Versorgungsalternativen auftreten.
Verbrauchertypen Vtyp	Verbrauchertypen entsprechen vordefinierten Containern des erweiterten RES. Sie werden Senken zugeordnet. Sie sind daher eine Teilmenge der Menge der Senken. Mit Hilfe der Verbrauchertypen werden auch die Anschlußbedingungen an ein Versorgungsnetz berücksichtigt. So wird in der mathematischen Beschreibung zwischen aggregierten Verbrauchern, beispielsweise einem Versorgungsgebiet, das zu einem Verbraucher zusammengefaßt wurde, und disaggregierten Verbrauchern, z. B. Einzelgebäuden, unterschieden.
Gebiete G	Gebiete entsprechen Mengen benachbarter Knoten. Mit Hilfe von Gebieten kann z. B. die städtische Bebauungsstruktur in Flächen mit einheitlicher Bebauung, in sogenannte Siedlungstypen, unterteilt werden. Dadurch können differenziert die Anschlußkosten der Verbraucheranlagen an das leitungsgebundene Versorgungssystem, in Abhängigkeit von der Bebauungsstruktur des Gebietes, abgebildet werden.
Entscheidungsgebiete GE	Entscheidungsgebiete entsprechen auch Mengen von Knoten. Mit Hilfe der Entscheidungsgebiete kann das Wechselverhalten der Verbraucher zwischen unterschiedlichen Energieträgern vorgegeben oder zeitliche Restriktionen des Ausbaus eines leitungsgebundenen Versorgungssystems abgebildet werden.

Da das geographische Grundgerüst alle möglichen Transportwege abbildet, sind alle im Betrachtungszeitraum hinzukommenden möglichen Verbindungen bereits zum Basiszeitpunkt des Modells berücksichtigt. Die zeitliche Auflösung des im Modell zu betrachtenden Zeitraums wird durch die zeitliche Untergliederung der Parameter erfaßt. Diese wird im nachfolgenden Kapitel erläutert.

6.1.4 Zeitliche Auflösung

Der Modellzeitraum in Energiesystemmodellen besteht in der Regel aus mehreren Jahrzehnten, die in Perioden unterteilt werden. Die Modellgrößen werden nicht für jedes Jahr, sondern jeweils für ein Beispieljahr in einer Periode berechnet. Die ermittelten Modellvariablen stellen somit Durchschnittswerte über die Dauer oder das Endjahr einer Modellperiode dar. Das betrachtete Beispieljahr läßt sich zeitlich weiter in Zeitsegmente aufteilen, um so beispielsweise jahreszeitliche oder tägliche Schwankungen im Energiebedarf abbilden zu können. Für die Abbildung der zeitlichen Auflösung wird zwischen drei Zeitebenen unterschieden. Die erste oder Hauptebene entspricht den Periodenzeitschritten der Bilanzierung (z. B. Jahre). Die zweite Ebene erlaubt eine Aufteilung des Jahres in beliebig viele Saisonsegmente (z. B. Winter) und die dritte Ebene eine weitere Aufteilung dieser Saisonsegmente in Form von Lastdauerlinien mit beliebig vielen Lastsegmenten (Zeitsegmente) oder eine Modellierung in Form von Lastganglinien (z. B. ¼-Stunden-Zeitschritte). Dies eröffnet die Möglichkeit, jahreszeitliche oder tageszeitliche Unterschiede im Modellsystem darzustellen. Damit kann beispielsweise berücksichtigt werden, daß Heizwärme und Wärme zum Kühlen zu unterschiedlichen Jahreszeiten benötigt werden, ohne daß notwendigerweise größere Anlagenkapazität der Erzeugung bzw. des Nah-/ Fernwärmenetzes benötigt werden. Die Segmentierungstiefe kann innerhalb eines Modells unterschiedlich sein. Das Flächenmodell geht von der Annahme aus, daß es innerhalb jedes Zeitsegments jeder Periode einen repräsentativen Zeitabschnitt gibt. Man kann sich vorstellen, daß zu einem Zeitpunkt innerhalb jedes dieser Zeitabschnitte eine Momentaufnahme des Modellsystems gemacht wird. Das Modell ist die Summe dieser gewichteten Momentaufnahmen. Beschränkt man sich auf eine Periode und ein Zeitsegment, so erhält man ein statisches Modell. Durch die Zeitgliederung wird festgelegt, in welchen Perioden und Zeitsegmenten Energie- bzw. Güterflüsse durch Techniken erfolgen können. Die zeitliche Auflösung führt dazu, daß innerhalb der Gleichungen entsprechend über die Zeitebenen summiert wird.

$$\sum_{t=0}^{tN} \sum_{p=0}^{pN} \sum_{tS=0}^{tSN}$$

mit

tN	Maximale Anzahl der Modelljahre
pN	Maximale Anzahl der Saisonsegmente
tSN	Maximale Anzahl der Zeitsegmente

Um die Übersichtlichkeit innerhalb der Gleichungen zu erhöhen, wird im Folgenden für die zeitliche Auflösung nur

$$\sum_{t=0}^{tN}$$

geschrieben.

6.2 Mathematische Beschreibung des Modells

Im Folgenden wird die mathematische Beschreibung des Flächenmodells zur Bestimmung der kostenoptimalen Wärmeversorgungsstruktur erläutert. Hierfür werden die Zielfunktion, die Kostenfunktionen der Erzeugung, der Verteilung und des Verbrauchs und die notwendigen Nebenbedingungen aufgestellt.

6.2.1 Kostenfunktionen für den Aufbau und Betrieb der Verteilungsnetze

Bei der Betrachtung der Kosten für den Betrieb und Aufbau von Verteilungsnetzen kann allgemein zwischen Investitionen (Kapitalkosten) und Betriebskosten (z. B. Wartung und Instandhaltung, Steuern, Versicherung, Hilfsenergiekosten usw.) unterschieden werden. Bei der Fernwärmeverteilung sind, neben den Investitionen für die Rohrleitungen und deren Verlegung, die Investitionen der Druckerhöhungsstationen zu berücksichtigen (vgl. Kapitel 3.2). Für den Aufbau einer Nahwärmeversorgung fallen nur die Verlegekosten der Rohrleitungen an. Die Investitionen des Erdgas-Verteilungsnetzes setzen sich aus den Investitionen für die Rohrleitung und den Übernahme- und Regelstationen zusammen.

Die Betriebskosten der Fernwärmeverteilung beinhalten, neben den Instandhaltungskosten des Versorgungsnetzes, Wartungs- und Instandhaltungskosten der Druckerhöhungsstationen und variable Betriebskosten aufgrund der Wärmeverluste des Transports und die Pumpstromkosten des Heizmediums. Bei der Nahwärmeverteilung sind die Instandhaltungskosten des Verteilungsnetzes und die variablen Kosten aufgrund der Wärmeverluste zu berücksichtigen. Die Summe der Instandhaltungskosten des Versorgungsnetzes und der Betriebs- und Wartungskosten der Übernahme- und Regelstationen entspricht den Betriebskosten der Erdgasverteilung.

Die im Modell verwendeten Kostenfunktionen für den Aufbau und den Betrieb der Verteilungsnetze werden im Folgenden beschrieben.

Investitionen für Rohrleitungen

Die Investitionen für das Verteilungsnetz und im Speziellen für die Verlegung von Rohrleitungen hängen im Wesentlichen von der notwendigen Transportkapazität \dot{Q}_h , der Rohrleitungslänge L , der Verlegeart, dem Verlegeort (grüne Wiese/ Straße), der Anzahl der Leitungen und vom Verlegemedium (vgl. Kapitel 3.2) ab.

Die Transportkapazität \dot{Q}_h ist proportional zum Leitungsquerschnitt dR und der Temperaturspreizung ΔT zwischen Vor- und Rücklauf. Die Transportkapazität \dot{Q}_h wird bei einem möglichst kleinen Rohrdurchmesser für eine große Temperaturspreizung maximal. Deshalb ist eine niedrige Rücklauftemperatur T_R anzustreben, da eine Erhöhung der Vorlauf-

temperatur T_V mit einer Zunahme der Kosten für die Wärmeerzeugung verbunden ist. Eine geringere Rücklauf­temperatur hat auch zur Folge, daß die Stromeinbuße bei der Wärmeerzeugung im HKW, der Pumpstromaufwand, sowie die Netzwärmeverluste vermindert werden.

Der Rohrdurchmesser dR kann allgemein nach folgender Formel dimensioniert werden (vgl. Kapitel 5.2.2):

$$dR = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_h}{\pi \cdot c_p \cdot \Delta T \cdot \rho \cdot v}} \quad \text{bzw.} \quad dR = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_h}{\pi \cdot 1,163 \cdot \Delta T \cdot v \cdot 3600}} \quad (6-24)$$

Der Rohrdurchmesser in Gleichung (6-24) ist kontinuierlich. In der Praxis stehen jedoch nur Rohre mit verschiedenen Normdurchmessern zur Verfügung (vgl. Kapitel 3.2). Die spezifischen Investitionen in Abhängigkeit der Leistung für die Verlegung von Rohrleitungen fallen mit steigender Leistung (vgl. Abbildung 6-5).

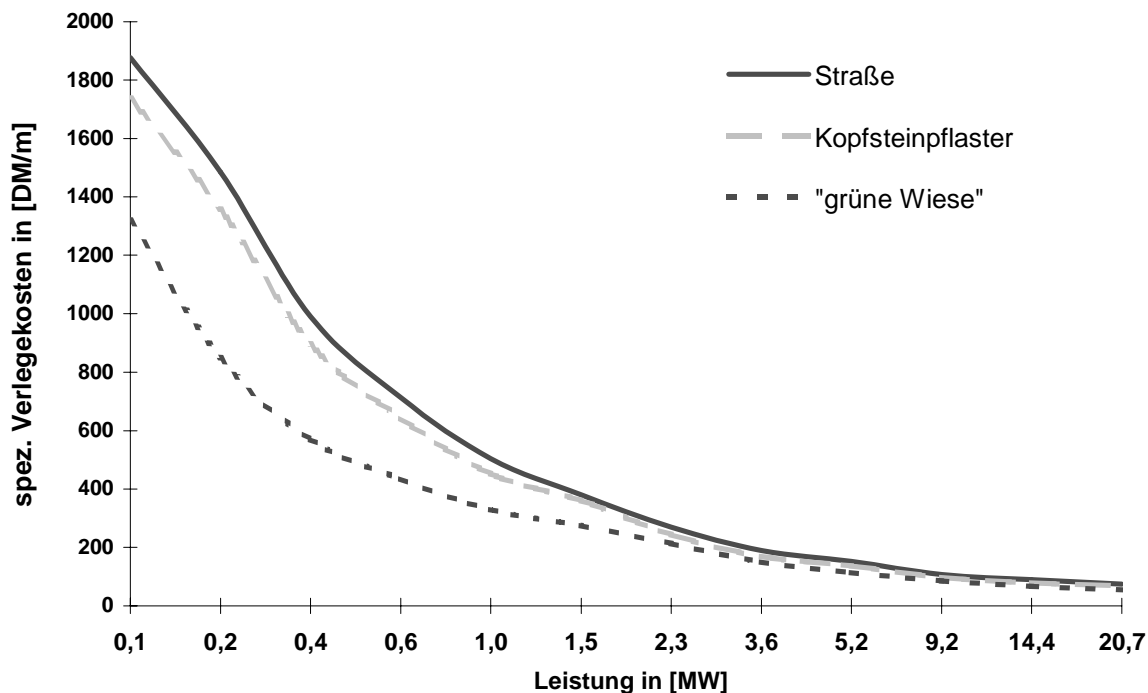


Abbildung 6-5: Spezifische Investitionen für die Nah-/Fernwärmeverteilung in Abhängigkeit der Leistung

Betrachtet man die absoluten Kosten eines verlegten Rohres und dessen Leistungsstufen (vgl. Abbildung 6-6), so stellt man fest, daß einerseits ein Fixkostenanteil existiert und andererseits für höhere Leistungen eine Kostendegression auftritt. Degressive Kostenfunktionen sind nichtlineare nicht konvexe, d. h. konkave Funktionen.

Allgemein können nichtlineare Funktionen linearisiert werden, indem das nichtlineare Problem durch stückweise lineare Approximation in ein lineares Problem überführt wird. Hierbei handelt es sich um einen Spezialfall der nichtlinearen Optimierung, wenn in der

nichtlinearen Zielfunktion keine gemischten Terme der Variablen $f_i(x_i) \cdot f_j(x_j)$ mit $i \neq j$ auftreten und die Nebenbedingungen linear sind. Man spricht dann von separabler Optimierung (vgl. z. B. /Zimmermann 1995/ oder /Neumann 1993/), d. h. die Zielfunktion läßt sich als eine Summe von Funktionen darstellen, sie läßt sich separieren.

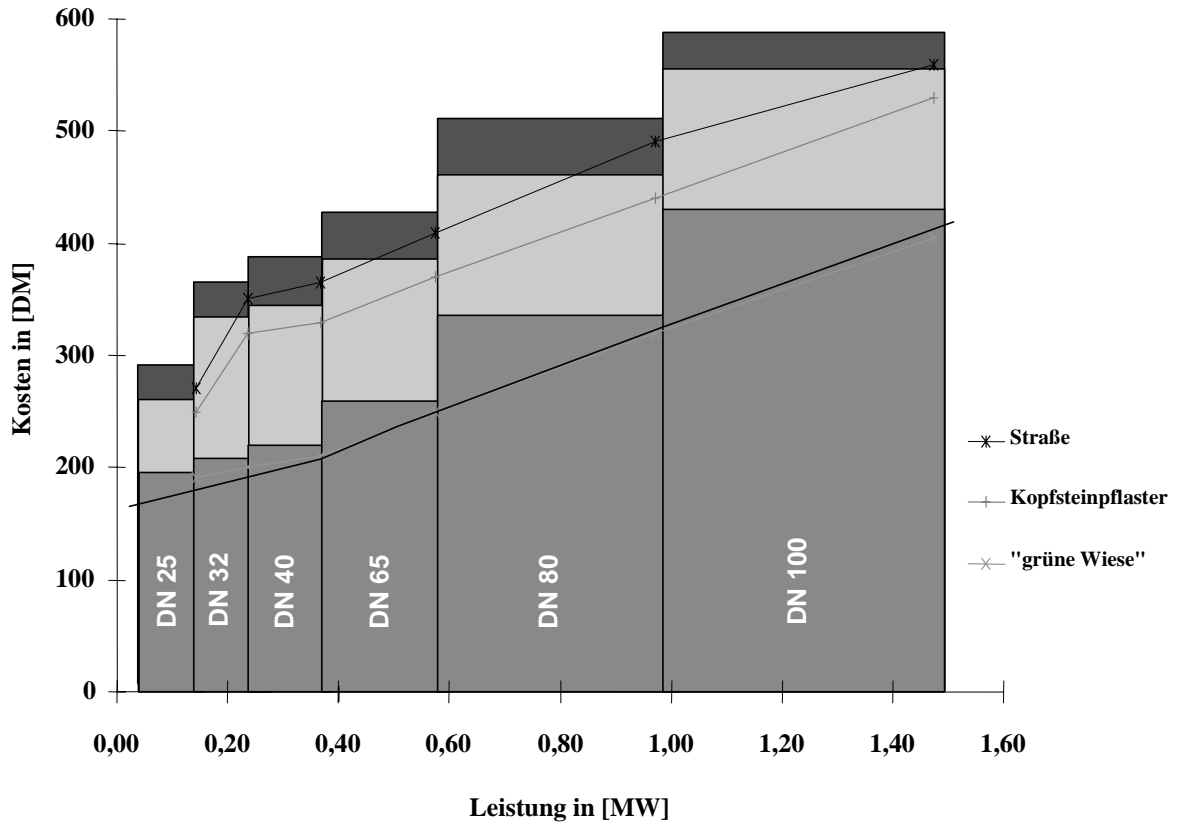


Abbildung 6-6: Investitionen für verschiedene Fernwärmeleitungstypen in Abhängigkeit der Leistung

Für die separable Optimierung unterteilt man die positive reelle Achse (den Wertebereich von x) in s_j (nicht notwendige gleich lange) Teilintervalle $[s_{k-1}, s_k]$ mit $k = 1, \dots, j$ und $s_0 = 0$ (vgl. Abbildung 6-7). Die festzulegenden Parameter s_k bezeichnet man als Stützstellen. Liegt die Variable x im Intervall $s_k \leq x \leq s_{k+1}$, so approximiert man die nichtlineare Funktion $f(x)$ durch $\hat{f}(x)$, wobei

$$\hat{f}(x) = f_k + \frac{f_{k+1} - f_k}{s_{k+1} - s_k} \cdot (x - s_k) \quad (6-25)$$

ist. Im Weiteren gilt, daß jede Variable (jeder Fluß) x , die (der) im Intervall $s_k \leq x \leq s_{k+1}$ liegt, als $x = \hat{x} \cdot s_{k+1} + (1 - \hat{x}) \cdot s_k$, mit geeignetem \hat{x} , $0 \leq \hat{x} \leq 1$, dargestellt werden kann. Dann ist $(x - s_k) = \hat{x} \cdot (s_{k+1} - s_k)$ und durch Umformen ergibt sich aus Gleichung (6-25) die Gleichung

$$\hat{f}(x) = \hat{x} \cdot f_{k+1} + (1 - \hat{x}) \cdot f_k \quad (6-26)$$

Setzt man jetzt $\hat{x} = x_{k+1}$ und $(1 - \hat{x}) = x_k$, dann existieren für $s_k \leq x \leq s_{k+1}$ eindeutig bestimmte x_k und x_{k+1} , so daß

$$x = s_k x_k + s_{k+1} x_{k+1} \quad (6-27)$$

$$\hat{f}(x) = x_k f_k + x_{k+1} f_{k+1} \quad (6-28)$$

$$x_k + x_{k+1} = 1, \quad x_k, x_{k+1} \geq 0 \quad (6-29)$$

ist. Für ein beliebiges x , $0 \leq x \leq S$, kann man schreiben

$$x = \sum_{k=0}^N s_k x_k \quad (6-30)$$

$$\hat{f}(x) = \sum_{k=0}^N x_k f_k \quad (6-31)$$

$$\sum_{k=0}^N x_k = 1, \quad x_k \geq 0, \quad k = 0, \dots, N \quad (6-32)$$

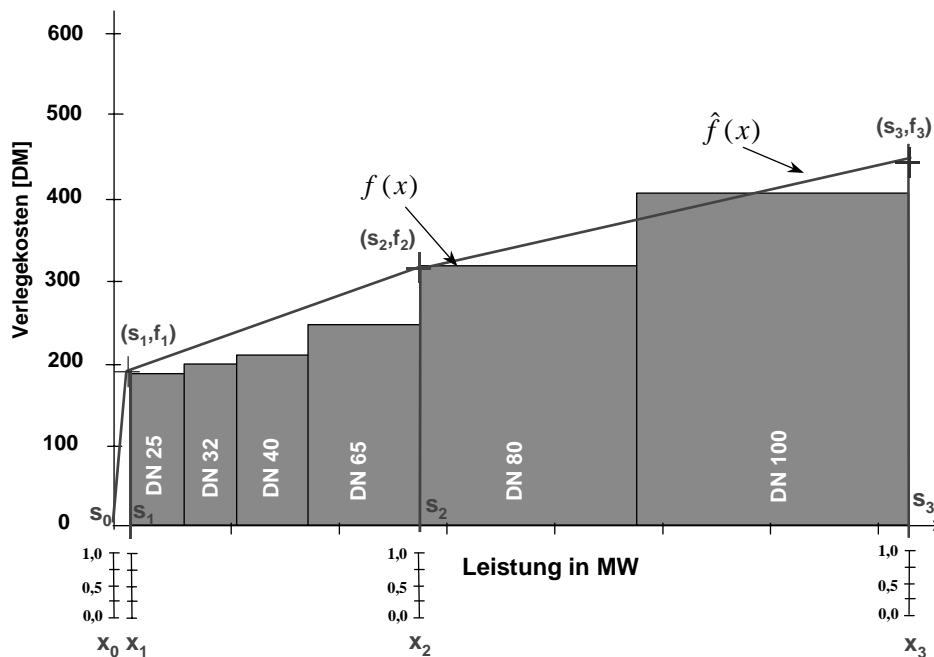


Abbildung 6-7: Anwendung der separablen Optimierung auf die Verlegekosten

Durch die Zusatzbedingung (6-32) kann für konvexe Funktionen erreicht werden, daß höchstens zwei „benachbarte“ Variablen einen von Null verschiedenen Wert annehmen. Der Wert der Variablen x_k entspricht dann dem Anteil an der k -ten Stützstelle s_k .

Bei nicht konvexen Problemen kann die separable Optimierung ebenso angewendet werden. Die Ergebnisse (falls eine Lösung existiert) entsprechen im Allgemeinen nur Näherungslösungen für relative Minimalpunkte, da bei einer stückweisen Linearisierung das LP-

Verfahrens zunächst Techniken oder Wege mit den geringeren Investitionen einsetzt. Dies führt bei nicht konvexen Kostenfunktionen zu falschen Ergebnissen, weil günstigere Techniken vom Prinzip her nur dann belegt werden dürfen, wenn bereits Techniken mit höheren Investitionen verplant sind. Die Zusatzbedingung (6-32) führt nicht zwangsweise zu benachbarten Variablen. Die Kostenfunktion für die Verlegung von Rohrleitungssystemen ist aufgrund der „Sprungstelle“ für die kleinste Leitung immer konkav. Ohne zusätzliche Konvexitätsbedingungen würde das Optimierungsmodell die Kosten auf der Gerade zwischen s_0 und s_3 bestimmen. Das Ergebnis wäre daher geringer als die tatsächlichen Kosten. Durch den Übergang zur gemischt ganzzahligen Optimierung und durch das Einführen von zusätzlichen Konvexitätsrestriktionen kann eine Optimallösung gefunden werden. Die zusätzlichen Konvexitätsbedingungen lauten dann wie folgt:

$$\begin{aligned}
 x_1 &\leq y_1 \\
 x_2 &\leq y_1 + y_2 \\
 &\vdots \\
 x_{n-1} &\leq y_{n-2} + y_{n-1} \\
 x_n &\leq y_n
 \end{aligned} \tag{6-33}$$

und

$$\sum_{k=0}^N x_k = 1, \quad x_k \geq 0, \quad k = 0, \dots, N \tag{6-34}$$

$$\sum_{k=0}^{N-1} y_k = 1, \quad k = 0, \dots, N-1 \tag{6-35}$$

mit der binären Variable

$$y_k = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases} \quad k = 1, \dots, N \tag{6-36}$$

Die Bedingung, daß höchstens zwei benachbarte x_k einen positiven Wert annehmen können, wird dabei durch Gleichung (6-35) und den binären Wertebereich (0-1) von y_k in Gleichung (6-36) erzwungen.

Wählt man eine hohe Anzahl an Intervallen, in denen die nichtlineare Funktion stückweise linearisiert wird, so führt das zu einer genauen Approximation. Ist die Anzahl gering, so fällt die Approximation weniger genau aus. Da die Anzahl der Variablen des Optimierungsproblems durch die Approximation sehr stark ansteigt, empfiehlt sich eine sehr genaue Vorgehensweise nur, wenn lediglich einige Funktionen F_j des Optimierungsproblems nicht-

linear sind. Wenn mit der nichtlinearen Funktion zusätzlich binäre Konvexitätsbedingungen verbunden sind, empfiehlt es sich, wenige Approximationsstellen zu verwenden und eine Sensitivitätsanalyse durchzuführen.

Wie bereits im obigen Abschnitt erwähnt, ist die Funktion der Verlegekosten (vgl. Abbildung 6-7 und Abbildung 6-8) aufgrund der „Sprungstelle“ bzw. im Intervall $[s_0, s_k]$ mit $k \geq 2$ konkav. Durch geeignete Approximation, d. h. durch entsprechende Wahl der Kostenwerte an den Stützstellen, ist dagegen der Funktionsverlauf im Intervall $[s_1, s_k]$ mit $k \geq 2$ konvex (vgl. Abbildung 6-8)⁷³.

Betrachtet man neben den Verlege- oder Rohrleitungskosten die Kosten für einen Leitungsabschnitt aufgrund von Wärmeverlusten und Wartungskosten (vgl. Abschnitt Betriebskosten der Nah- und Fernwärmenetze durch Wärmeverluste) so stellt man fest, daß diese Kosten weitgehend mengenunabhängig, aber längenabhängig sind. Daher fallen für den Betrieb eines Leitungsabschnitts Fixkosten an.

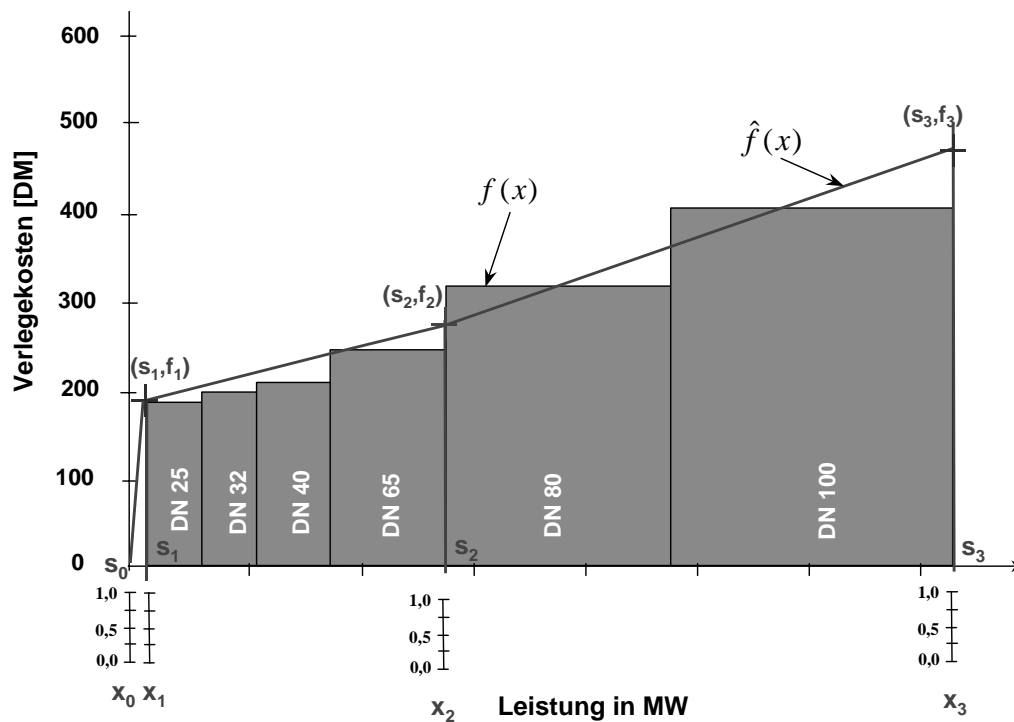


Abbildung 6-8: Separable Optimierung mit konvexer Kostenfunktion im Intervall $[x_1, x_k]$ mit $k \geq 1$

Eine analoge Sichtweise kann auf die Investitionen leitungsgebundener Versorgungssysteme übertragen werden. Aufgrund der Tiefbaukosten und der Materiallogistik fallen bei der Verlegung einer Leitung, unabhängig von der Leistung oder des Leitungsdurchmessers, Mindestkosten, sogenannte Fixkosten an. Probleme dieser Art werden als Fixkostenprobleme bezeichnet.

⁷³ Im Vergleich zur Abbildung 6-7 wurde in Abbildung 6-8 die Stützstelle s_2 verschoben. Dadurch ist die Steigung der Geraden zwischen s_1 und s_2 geringer als die der Geraden zwischen s_2 und s_3 .

Fixkostenproblem treten immer dann auf, wenn zusätzlich zu den variablen Kosten mengenunabhängige Fixkosten anfallen, wenn ein Objekt (z. B. ein Prozeß oder eine Verbindung) aufgrund eines positiven Flusses im Modell tatsächlich benutzt wird. Mit Hilfe der Fixkosten wird die einmalige Benutzung eines Objektes, unabhängig von der Höhe des Flusses, in der Zielfunktion bzw. Kostenfunktion belastet. Findet auf der Verbindung kein Fluß statt, so fallen diese Fixkosten nicht an.

Durch Berücksichtigung der Fixkosten, die bei der Investition in leitungsgebundenen Versorgungssystemen anfallen, ergibt sich aus Gleichung (6-31) die Gleichung (6-37):

$$\hat{f}(x) = \sum x_k f_k + x_{-bin} f_0 \quad (6-37)$$

mit

$$x_{-bin} = \begin{cases} 0, & \text{falls } x_k = 0 \\ 1, & \text{falls } x_k \neq 0 \end{cases} \quad (6-38)$$

Der Fixkostensockel, der bei einem tatsächlichen Fluß anfällt, ist in Abbildung 6-9 dargestellt.

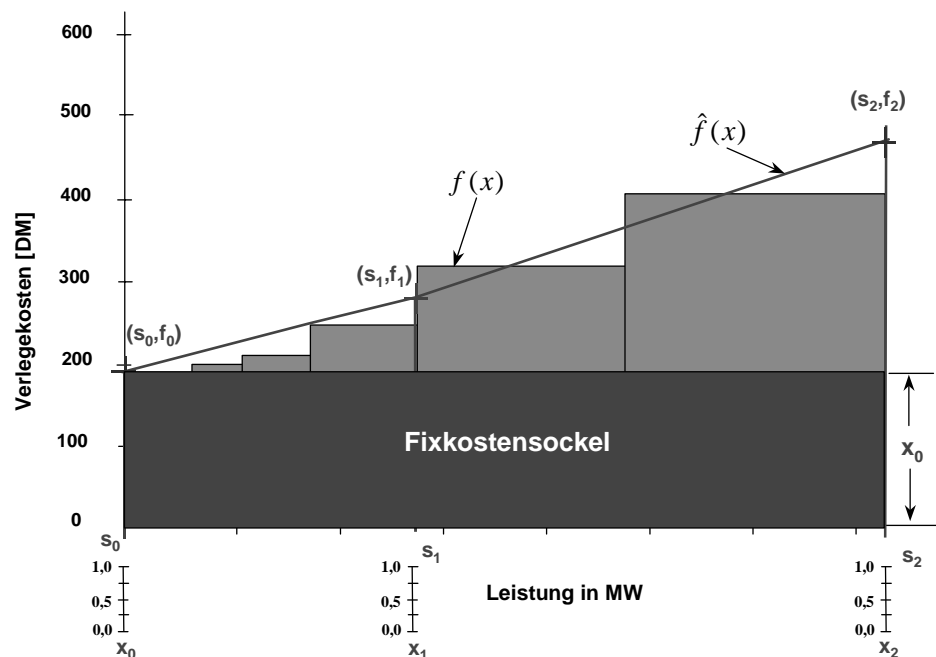


Abbildung 6-9: Berücksichtigung eines Fixkostenanteil bei der separablen Optimierung

Für die mathematische Beschreibung der Energieflüsse, d. h. dem Energietransport zwischen den Knoten des geographischen Grundgerüsts, wird die Formulierung des linearen Netzwerkflußproblems (vgl. Kapitel 5.2.2) verwendet. Da die Investitionen für Rohrleitungen und Verlegung einer leistungsabhängigen Kostendegression unterliegen, wird die separable Optimierung durch Koordinatentransformation der Energieflüsse $x_{i,j,M}$ integriert. Zusätzlich

zu der Formulierung des linearen Netzwerkflußproblems werden für jede Verbindung Fixkosten $cin_{v_0_{Rtyp,i,j,M,t}}$ hinzugefügt. Durch Erweiterung des Netzwerkflußproblems um Fixkosten, zum sogenannten Fixkosten-Netzwerkflußproblem, sind die Konvexitätsbedingungen für die Verlegekosten nicht zwingend notwendig. Die Anzahl der binären Variablen wird dadurch nicht unnötig erhöht.

Damit ergeben sich für die Bestimmung der Verteilungskosten $cin_{v_{Vert,i,j,M,t}}$ des leitungsgebundenen Energieträgers M zwischen den Knoten i und j die folgenden Gleichungen:

$$cin_{v_{vert,i,j,M,t}} = \sum_{s=0}^{SN} x_{i,j,s,M,t} cin_{v_{RTyp,M,s,t}} d_{i,j} + x_{bin_{i,j,M,t}} cin_{v_{RTyp,M}} d_{i,j} \quad (6-39)$$

$$\sum_{s=0}^{SN} x_{i,j,M,s,t} = 1, \quad x_{i,j,M,s,t} \geq 0 \quad (6-40)$$

$$x_{i,j,M,s,t} \leq x_{bin_{i,j,M,t}} \quad (6-41)$$

mit der binären Variable

$$x_{bin_{i,j,M,t}} = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases} \quad (6-42)$$

Die Anteile an den Leistungsstufen $x_{i,j,M,s}$ der Leitungen werden mit Hilfe der Mengenbilanzen bestimmt (vgl. Kapitel 6.2.5). Die Einführung des Fixkostenanteils verändert nur die Kostenfunktion. Die Erhaltungsgleichungen und Kapazitätsrestriktionen sind identisch. Die Gesamtkosten aller Leitungsabschnitte werden in der Zielfunktion berücksichtigt.

Instandhaltungskosten der Verteilungsnetze

Die Instandhaltungskosten der Verteilungsnetze sind unabhängig von der Transportmenge. Die Instandhaltungskosten bestehender Verteilungsnetze werden als prozentualer Anteil am Wiederbeschaffungswert berechnet. Hierbei wird bei der Erdgasverteilung⁷⁴ zwischen Hochdrucknetz und Niederdrucknetz und bei der Fernwärmeverteilung⁷⁵ zwischen Hauptverteilung (HV), Mittelverteilung (MV) und Unterverteilung (UV) unterschieden. Die jährlichen Instandhaltungskosten bestehender Verteilungsnetze werden wie folgt berechnet:

$$cfix_{inst,M,t} = K_{Vert,VTyp,M} \cdot finst_{VTyp,M} \quad (6-43)$$

mit $K_{Vert,VTyp,M}$ Wiederbeschaffungswert des Verteilungsnetz
 $finst_{VTyp,M}$ Prozentualer Anteil der Instandhaltungskosten

⁷⁴ Als prozentualer Anteil für die Instandhaltung des Erdgas-HD-Verteilungsnetzes werden 1,5 % und für das ND-Verteilungsnetz 2 % angenommen.

⁷⁵ 1,2 % für die HV und 2 % für die MV und UV

Bei neugebauten Leitungsnetzen werden diese als fixe Kosten proportional den Investitionen für die Verteilung berücksichtigt.

$$cfix_{inst,M,t} = cinv_{Vert,i,j,M,t} \cdot finst_{Typ,M} \quad (6-44)$$

Betriebskosten der Nah- und Fernwärmenetze durch Wärmeverluste

Für die Nah- und Fernwärmenetze fallen Betriebskosten durch Wärmeverluste an. Die Wärmeverluste des Nah-/Fernwärmenetzes müssen bei der Auslegung eines Netzes berücksichtigt werden. Sie erzeugen während des Betriebs Kosten, da die verlorengelassenen Wärmemengen zusätzlich ins Netz eingespeist werden müssen. Es gibt mehrere Möglichkeiten diese Wärmeverluste zu berechnen.

1.) Aggregierte Betrachtung des Wärmeverlustes:

Die aggregierte Betrachtung wird vor allem für bestehende Fernwärmenetze angewendet, da hier der Wärmeverlust abgeschätzt werden kann, bzw. innerhalb des Versorgungsgebietes des Netzes kaum Veränderungen zu modellieren sind. Der Wärmeverlust eines Gesamtnetzes bzw. eines Teilnetzes hängt von der Benutzungsdauer B_T , der Isolierung und der Leitungslänge L der Transportleitungen sowie dem Wärmeleistungsbedarf Q_h ab und kann als Verlustanteil f angegeben werden. Für eine konstante Benutzungsdauer B_T der Leitung besteht zwischen der Leitungslänge L , der Wärmeleistungsbedarf Q_h und dem Verlustanteil f der in Gleichung (6-45) gefaßte empirische /BMFT 1977; BMFT 1984/ Zusammenhang.

$$f = n_1 \cdot \frac{L}{Q_h^{n_2}} \quad (6-45)$$

Die unbekannt Parameter n_1 und n_2 lassen sich mit Hilfe der Werte aus Tabelle 6-3 bestimmen. Hierzu werden die Parameter Leitungslänge L und transportierte Wärmemenge Q_h für die beiden Extremwerte von f (Maximalwert $f = 7,0$ und Minimalwert $f = 1,0$) in Gleichung 6-45 eingesetzt. Damit ergeben sich folgende Gleichungen:

$$7,0 = n_1 \cdot \frac{50 \cdot 10^3}{233^{n_2}} \quad (6-46)$$

$$1,0 = n_1 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{1170^{n_2}} \quad (6-47)$$

Aus dieser linear unabhängigen Gleichung können die Unbekannten n_1 und n_2 bestimmt werden.

$$n_1 = 0,4363 \cdot 10^{-3} \quad n_2 = 0,2085 \quad (6-48)$$

Tabelle 6-3: Wärmeverluste als Anteil f in Abhängigkeit der transportierten Wärmemenge und der Leitungslänge

B_T [h/a]	L [m]	Q_h [MJ/s]		
		233	583	1170
4000	$10 \cdot 10^3$	2,5	1,5	1,0
	$30 \cdot 10^3$	5,0	4,0	3,0
	$50 \cdot 10^3$	7,0	5,0	4,0

Die Jahreswärmeverlustkosten K_{wv} sind proportional dem Verlustanteil f , den Wärmeerzeugungskosten K_E , dem Wärmeleistungsbedarf Q_h und der Benutzungsdauer B_T der Transportleitung.

$$K_{wv} = \frac{f}{100} \cdot K_E \cdot Q_h \cdot B_T \quad (6-49)$$

2.) Leitungsabschnittsbezogene Betrachtung der Wärmeverluste

Bei einer disaggregierten Betrachtung des Versorgungssystems werden nicht pauschal die Wärmeverluste für das ganze Netz angegeben, sondern die Wärmeverluste $Q_{i,j,Verlust}$ jedes einzelnen Leitungsabschnittes berücksichtigt. Dadurch können bei der Optimierung des Versorgungsnetzes Verbraucher ermittelt werden, die aufgrund der Anschlußlänge zu hohe Wärmeverluste aufweisen.

Der Wärmeverlust eines Leitungsabschnittes hängt vom Leitungstyp, der Leitungslänge sowie den Vor- und Rücklauftemperaturen des Heizwassers ab. Der Wärmeverlust kann aus der Gleichung (6-50) berechnet werden.

$$Q_{Verlust,i,j} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{RTyp} \cdot (T_V + T_R - 2 \cdot T_{mErd})}{\ln\left(\frac{d_{a,RTyp}}{d_{i,RTyp}}\right)} \cdot d_{i,j} = f_{RTyp} \cdot d_{i,j} \quad (6-50)$$

mit

- $d_{i,j}$ Länge der Strecke zwischen i und j
- λ_{RTyp} Wärmeleitfähigkeit des Rohrtyps $RTyp$ ⁷⁶
- $d_{a,RTyp}$ Außendurchmesser des Rohrtyps $RTyp$
- $d_{i,RTyp}$ Innendurchmesser des Rohrtyps $RTyp$
- T_{mErd} Temperatur im Kanal/Erdboden⁷⁷

In Gleichung (6-50) ist berücksichtigt, daß es sich um zwei getrennte Leitungen für Vor- und Rücklauf handelt⁷⁸. Der Wärmeverlust eines Leitungsabschnittes ist folglich

⁷⁶ Aufgrund der Wärmeleitfähigkeiten ergeben sich Wärmeleitfähigkeiten von 0,04 W/(m K) (Mineralfaserdämmstoffe) und 0,03 W/(m K) (PUR-Schaum).

⁷⁷ Bei erdverlegten Leitungen kann von einer jahresmittleren Erdoberflächentemperatur von $T_{mErd} = 10$ °C ausgegangen werden.

⁷⁸ Hierbei wurde als Näherung angenommen, daß die Temperaturspreizung im Netz einheitlich ist. In Realität ergibt sich die Temperaturspreizung aus der geplanten, sich zeitlich verändernden Fahrkurve des Heizmediums. Die exakte Temperaturspreizung ist bei einer exergetischen Optimierung zu berücksichtigen.

von der Temperatur des Wärmeträgers abhängig und von der Menge unabhängig. Beim Ausbau eines Versorgungsnetzes erhalten Rohrleitungen bereits die Durchmesser für den Endausbau. Das bedeutet, daß, bezogen auf den Durchsatz, bei geringeren abgesetzten Wärmemengen höhere Wärmeverluste auftreten. Aufgrund der im Modell angewendeten separablen Optimierung kann Gleichung (6-50) nur für bereits bestehende Versorgungsleitungen angewendet werden. Für Leitungen, die vom Modell zugebaut werden, sind bei einer leitungsbezogenen Betrachtung die Wärmeverluste in Abhängigkeit der Anteile an den Leitungsstufen und damit an den Leitungstypen zu bestimmen. Dies wird durch Gleichung (6-51) berücksichtigt.

$$Q_{\text{verlust},i,j,t} = \sum_{s=0}^S x_{-s,i,j,s,M,t} \cdot f_{RTyp,s} \cdot d_{i,j} \quad (6-51)$$

Der Wärmeverlust über ein Jahr, bezogen auf die übertragene Wärmemenge, wird durch Multiplikation der ermittelten Wärmeverluste $Q_{i,j,\text{Verlust},t}$ mit der Vollbenutzungsstunden $Vbh_{i,j}$ innerhalb des Zeitsegments der Jahresdauerlinie ermittelt. Hierbei ist die Jahresdauerlinie und ein typischer Verlauf der Vor- und Rücklaufemperatur zu berücksichtigen. Die Jahreskosten für die Wärmeverluste eines Leitungsabschnittes betragen somit

$$c_{\text{svar}}_{\text{Verlust},i,j,t} = Q_{\text{Verlust},i,j,t} \cdot Vbh_{i,j} \cdot c_{ETr,FW,t} \quad (6-52)$$

mit $c_{ETPr,FW,t}$ den Kosten für die Erzeugung der Fernwärme

Die jährlichen Kosten der Wärmeverluste des Leitungsnetzes berechnen sich aus der Summe aller Leitungsabschnitt.

$$c_{\text{gsvar}}_{\text{Verlust},M,t} = \sum_i \sum_{j \notin \text{Senke}} (c_{\text{var}}_{\text{Verlust},i,j,M,t}) \quad (6-53)$$

Sie sind den sonstigen variablen Kosten der Verteilung zuzurechnen.

Druckerhöhungsstationen der Fernwärmeversorgung

Für die Druckerhöhungsstationen der Fernwärmeversorgung wird zwischen Investitionskosten, sowie fixen und variablen Betriebskosten unterschieden. Die Investitionen für die Rohrleitungen und für die Druckerhöhungsstationen sind gegenläufig. Ein kleinerer Rohrdurchmesser hat zur Folge, daß Anzahl bzw. Leistungsgröße der Druckerhöhungsstationen zunimmt, andererseits ist weniger Heizwasser im Netz, so daß die Wärmeverluste geringer sind. In /BMFT 1977/ und /BMFT 1984/ werden aufgrund der Auswertungen von Daten vorhandener Netze empirische Formeln zur Bestimmung der Kosten für die Druckerhöhung hergeleitet. Für die Investitionen der Druckerhöhung $cin_{VDruck,FW,t}$ gilt hierbei

$$c_{inv_{Druck,FW,t}} = c_{spez,Druck,t} \cdot P_A \quad (6-54)$$

mit $c_{spez,Druck,t}$ spezifische Investitionskosten der Druckerhöhung⁷⁹
 P_A Pumpantriebsleistung

Die erforderliche Pumpenantriebsleistung kann, wie im Anhang C gezeigt wird, berechnet werden.

Die Wartungs- und Instandhaltungskosten, d. h. die fixen Betriebskosten, werden als Anteil an den Investitionen berechnet.

$$c_{fix_{Druck,FW,t}} = f_{fix_{Druck,FW}} \cdot (c_{inv_{Druck,FW,t}} + K_{Druck,FW}) \quad (6-55)$$

mit $f_{fix_{Druck,FW}}$ Prozentualer Anteil der Instandhaltungskosten⁸⁰
 $K_{Druck,FW}$ Wiederbeschaffungswert der im Basisjahr bestehenden Druckerhöhungsstationen

Die Altanlagen werden bei der Berechnung der fixen Betriebskosten berücksichtigt.

Die Betriebskosten für Druckerhöhungsstationen, die Pumpstromkosten $c_{var_{PS,FW,t}}$ hängen wesentlich von der Betriebsweise der Versorgungssysteme ab. Bei gleitender Vorlauftemperatur wird die Umwälzmenge konstant gehalten. Dies hat höhere Pumpstromkosten zur Folge als die Fahrweise mit konstanter Vorlauftemperatur und variablem Durchsatz. Für die Berechnung der jährlichen Pumpstromkosten sind neben der notwendigen Pumpantriebsleistung die Benutzungsstunden⁸¹ der Pumpen und der Strompreis für den Pumpstrom zu berücksichtigen. Daraus folgt Gleichung (6-56).

$$c_{var_{PS,FW,t}} = P_A \cdot B_p \cdot c_{ETPr,Strom,t} \quad (6-56)$$

mit P_A Pumpantriebsleistung
 B_p Pumpenbenutzungsstundenzahl
 $c_{ETPr,Strom,t}$ Stromkosten

Die Pumpantriebsleistung kann mit Hilfe der im Anhang C beschriebenen Gleichung bestimmt werden. Dies erfordert jedoch bei einem variablen Ausbau eines Fernwärmenetzes eine hydraulische Auslegung. Näherungsweise können für ein typisches Versorgungsgebiet nach /Winkens 1994/ die spezifischen Pumpstromkosten (bezogen auf die abgesetzte Wärmemenge) nach Gleichung (6-57) berechnet werden.

$$c_{spez,Ps,t} = 5,9 \cdot \left[\frac{\text{kWh}}{\text{MWh}} \right] \cdot c_{ETPr,Strom,t} \quad (6-57)$$

⁷⁹ Die spezifischen Investitionen betragen zwischen 1200 und 1500 DM pro kW Pumpantriebsleistung.

⁸⁰ Der Anteil beträgt ca. 3,5 %.

⁸¹ Die jährliche Benutzungsdauer der Pumpenleistung beträgt zwischen 5500 h/a und 6000 h/a.

mit $c_{\text{spez,Ps,t}}$ spezifischen Pumpstromkosten

Damit ergeben sich die Pumpstromkosten eines Wärmeversorgungsgebietes aus:

$$c_{\text{var}_{Ps,FW,t}} = 5,9 \cdot c_{ET\ Pr,Strom,t} \cdot E_{n,FW,t} \quad (6-58)$$

mit $E_{n,FW,t}$ Energienachfrage nach Fernwärme

Die Kosten sind proportional zur abgesetzten Wärmemenge. Sie sind bei den variablen Kosten der Fernwärmeversorgung zu berücksichtigen.

Übernahme- und Regelstationen der Erdgasversorgung

Übernahmestationen sind das Bindeglied zwischen Gastransport- und örtlichem Gasversorgungsunternehmen (vgl. Abschnitt 3.2). Regelstationen verbinden die Leitungen der Grobverteilung und des Feinverteilungssystems. Typische Kapazitäten der Regelstationen⁸² betragen zwischen einigen MW bis zu ca. 20 MW. Ihre Auslegung wird durch die Druckstufen der beiden Verteilungsebenen vorgegeben. Die Investitionen für Regelstationen sind im großen Maße von der Anzahl der notwendigen hydraulischen Entkopplungen innerhalb eines Versorgungsgebietes abhängig. Daher werden die Investitionen für die Übernahme- und Regelstationen als prozentualer Anteil an den Investitionen für das Erdgas HD- und ND-Verteilungsnetz bestimmt zu

$$c_{\text{inv}_{Verd,EG,t}} = c_{\text{inv}_{Verd,EG,t}} \cdot f_{\text{Inv}_{Verd,EG}} \quad (6-59)$$

mit $f_{\text{Inv}_{Verd,EG}}$ Prozentualer Anteil an den Investitionen des HD- und ND-Verteilungsnetzes⁸³

Die fixen und variablen Betriebskosten werden als prozentualer Anteil der Investitionen neuer und des Wiederbeschaffungswerts bestehender Übernahme- und Regelstationen berechnet.

$$c_{\text{var}_{Verd,EG,t}} = (c_{\text{inv}_{Verd,EG,t}} + K_{\text{Verd,EG}}) \cdot f_{\text{fix}_{Verd,EG}} \quad (6-60)$$

mit $f_{\text{fix}_{Verd,EG}}$ Prozentualer Anteil der Instandhaltungskosten⁸⁴
 $K_{\text{Verd,EG}}$ Wiederbeschaffungswert vor dem Basisjahr bestehender Übernahme- und Regelstationen

⁸² Die Investitionen bewegen sich zwischen 10000 und 50000 DM pro Anlage.

⁸³ Der Anteil beträgt ca. 6 – 9 %.

⁸⁴ Der Anteil beträgt ca. 5 %.

6.2.2 Kostenfunktionen für die Erzeugung der Nahwärme

Bei den Kostenfunktionen für die Erzeugung und Bereitstellung der leitungsgebundenen Energieträger wird zwischen Gas, Fernwärme und Nahwärme unterschieden. Die Wärmegestehungskosten der Fernwärme sind beim Ausbau und der Verdichtung von Fernwärmenetzen weitgehendst vorgegeben, da davon ausgegangen werden kann, daß die Erweiterung üblicherweise im Rahmen der Auslastungsreserven bestehender Anlagen erfolgt. Für den Aufbau von Fernwärmeversorgungsanlagen können die Wärmegestehungskosten analog zur Nahwärme berechnet werden.

Die Nahwärme-Gestehungskosten hängen hauptsächlich von den Investitionen für das BHKW und den Heizkessel ab. Die Anlagenkomponenten eines BHKWs werden in den meisten Fällen im Gebäude einer neu zu errichtenden Heizzentrale installiert. Kleinere BHKW-Anlagen können aber auch in einem vorhandenen Heizraum, beispielsweise einem Keller, untergebracht werden. Der baulichen Anlage werden die Brennstoffzufuhr und die Abgasanlage zugeordnet. Die Nutzung eines vorhandenen Heizraumes verringert die baubedingten Kosten um ca. ein Fünftel. Auf die Problematik der Grundstückspreise unterschiedlicher Standorte eines BHKWs wird nicht näher eingegangen. Die Grundstückspreise sind vereinfacht in den spezifischen Kosten der baulichen Anlagen enthalten. Der Zubau eines Wärmespeichers wird mit 5 % höheren Investitionen veranschlagt.

Die Dimensionierung der Anlagenkomponenten erfolgt nach unterschiedlichen versorgungstechnischen Kriterien. Wichtige planungstechnische Kenngröße ist die Wärmehöchstlast des Nahwärmenetzes. In der Praxis fragen jedoch nicht alle Verbraucher die gesamte Wärmeleistung gleichzeitig nach. Um eine Überdimensionierung der Kraftwerksanlagen zu vermeiden und gleichzeitig eine sinnvolle ökonomische Auslastung zu gewähren, kann eine höhere Wärmelast angeschlossen werden als es der höchstmöglichen Wärmeabgabe des BHKW entspricht. Die effektive Wärmenachfrage ergibt sich aus dem Anschlußwert und dem Gleichzeitigkeitsfaktor. Bei einem Nah- oder Fernwärmeversorgungsnetz kann von einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 bis 0,7 /Hankosson 1996; Winkens 1999/ ausgegangen werden. Die thermische Höchstleistung des BHKW entspricht einem bestimmten prozentualen Anteil an der Wärmehöchstlast der Versorgungsgebietes oder der Art des Versorgungsobjektes. Der prozentuale Anteil variiert in Abhängigkeit des Versorgungsobjektes, der Kombination aus Versorgungsobjekt und Versorgungsgebiet oder des Versorgungsgebietstyps (Siedlungstyps). Der prozentuale maximale Leistungsanteil des BHKW wird vor der Optimierung des Flächenmodells mit Hilfe eines BHKW-Auslegetools (z. B. ABC-BHKW /Sawillion et al. 1997/) bestimmt und bleibt während des Optimierungslaufes unverändert. Mit dem Leistungsanteil sind die jährlichen Vollbenutzungsstunden verbunden, die in die variablen Kosten eingehen. Hierbei werden die in Kapitel 3.1 erläuterten Gesichtspunkte der langen Motorlaufzeiten berücksichtigt. In Abbildung 6-10 sind die Investitionen für die Nahwärme-

erzeugung in Abhängigkeit der Anschlußleistung mit und ohne Baukostenanteil und für unterschiedliche Leistungsverhältnisse zwischen BHKW und Heizkessel dargestellt.

Vergleicht man den Kostenverlauf mit den Verlegekosten der Rohrleitung des Verteilungsnetzes in Abhängigkeit von der Gesamtleistung (vgl. Abbildung 6-6), so stellt man fest, daß der Kurvenverlauf der Kosten für das BHKW vergleichbar ist. Daher werden die Investitionen für das BHKW mit Hilfe der separablen Optimierung, unter Berücksichtigung der Konvexitätsbedingungen (vgl. Gleichungen (6-33) bis (6-36)), im Modell abgebildet. Die Leistung des Spitzenkessels nimmt innerhalb der BHKW-Leistungsstufen zu. Die Kosten für Spitzenkessel und Heizzentrale unterliegen auch einer Kostendegression. Daher werden die Investitionen für den Spitzenkessel ebenfalls mit Hilfe der separablen Optimierung abgebildet.

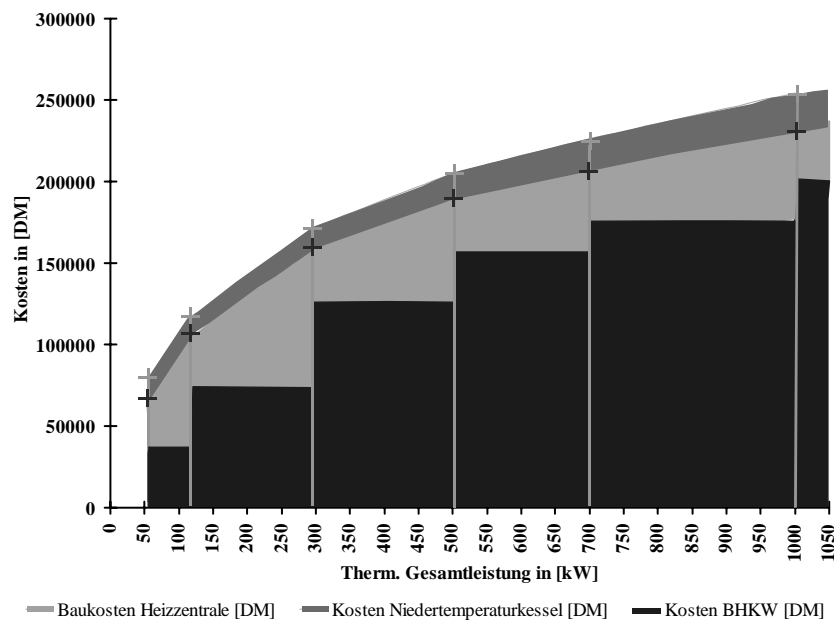


Abbildung 6-10: Investitionen für eine Heizzentrale (Kombination BHKW/Heizkessel) inklusive Baukosten in Abhängigkeit von der thermischen Leistung

Für die separable Optimierung wird die Funktion der BHKW-Kosten in SN_BHKW Intervalle unterteilt. Der Anteil an den Intervallen wird durch Gleichung (6-61) auf eins begrenzt.

$$\sum_{s_BHKW=0}^{SN_BHKW} x_{BHKW,j,s_BHKW,M,t} = 1 \quad (6-61)$$

mit

$x_{BHKW,j,s_BHKW,M,t}$ dem Anteil an Leistungsstufe s_BHKW

Aufgrund der Konvexitätsbedingung gelten die Gleichungen (6-62) und (6-63)

$$x_{BHKW,j,s_{BHKW},M,t} \leq x_{bin_{BHKW,j,s_{BHKW},M,t}} \quad (6-62)$$

$$\sum_{s_{BHKW}=0}^{SN_{BHKW}} x_{bin_{BHKW,j,s_{BHKW},M,t}} = 1 \quad (6-63)$$

mit

$x_{bin_{BHKW,j,s_{BHKW},M,t}}$ binärer Anteil an der Leistungsstufe s_{BHKW}

Entsprechend den Anteilen an den Intervallen ergeben sich damit die Investitionen $c_{inv_{BHKW,j,M,t}}$ für das BHKW aus Gleichung (6-64)

$$c_{inv_{BHKW,j,M,t}} = \sum_{s_{BHKW}=0}^{SN_{BHKW}} (x_{BHKW,j,s_{BHKW},M,t} \cdot c_{S_{BHKW,s_{BHKW},M}}) \quad (6-64)$$

mit

$c_{S_{BHKW,s_{BHKW},M}}$ Investitionen der Leistungsstufe s_{BHKW}

Analog, ohne Berücksichtigung der Konvexitätsbedingungen, können mit Hilfe der Gleichungen (6-65), (6-66) und (6-67) die Kosten $c_{HK,j,M,t}$ für den Spitzenkessel bestimmt werden.

$$\sum_{s_{HK}=0}^{SN_{HK}} x_{HK,j,s_{HK},M,t} = 1 \quad (6-65)$$

$$x_{HK,j,s_{HK},M,t} \leq x_{bin_{HK,j,M,t}} \quad (6-66)$$

$$c_{HK,j,M,t} = \sum_{s_{HK}=0}^{SN_{HK}} (x_{HK,j,s_{HK},M,t} \cdot c_{S_{HK,s_{HK},M}}) + c_{S_{0_{HK},M}} \cdot x_{bin_{HK,j,M,t}} \quad (6-67)$$

mit

SN_{HK} Maximale Anzahl der Leistungsstufen

$x_{HK,j,s_{HK},M,t}$ Anteil an der Leistungsstufe s_{HK}

$x_{bin_{HK,j,M,t}}$ binärer Anteil an den Leistungsstufen

$c_{S_{HK,j,s_{HK},M,t}}$ Investitionen der Leistungsstufe s_{HK}

$c_{S_{0_{HK},M}}$ Fixe Investitionen des Heizkessels

Der Anteil an den jeweiligen Leistungsintervallen für Heizkessel und BHKW hängt von der maximal nachgefragten Leistung $n_{Erz,j,M,t}$ ab. Der maximal Leistungsanteil des BHKW, d. h. die Leistungsaufteilung von BHKW zu Spitzenkessel, wird durch die Ungleichung (6-68) bestimmt. Der Leistungsanteil des BHKW an der Gesamterzeugung liegt zwischen Null und dem maximal vorgegebenen Leistungsanteil. Dadurch können Veränderungen der Wärmenachfrage und –verbrauchs in der Optimierung berücksichtigt werden. Die Investitionen für die Gesamtanlagen werden entsprechend der variablen Leistungsaufteilung bestimmt.

$$n_{Erz,j,M,t} \geq \frac{an_{BHKW,j}}{(an_{HK,j} + an_{BHKW,j})} \cdot \sum_{s_{BHKW}=0}^{SN_{BHKW}} x_{BHKW,j,s_{BHKW},M,t} \cdot l_{BHKW,s_{BHKW}} \quad (6-68)$$

mit

an_{BHKW}	Leistungsanteil des BHKW an der Nahwärmeerzeugung
an_{HK}	Leistungsanteil des Spitzenkessels an der Nahwärmeerzeugung
$l_{\text{BHKW},s_{\text{BHKW}}}$	maximale Leistung der Leistungsstufe s_{BHKW}

Der Anteil der Leistungsstufen des Heizkessels wird durch Gleichung (6-69) ermittelt.

$$n_{\text{Erz},j,M,t} - n_{\text{BHKW},j,M,t} = \sum_{s_{\text{HK}}=0}^{SN_{\text{HK}}} x_{\text{HK},j,s_{\text{HK}},t} \cdot l_{\text{HK},s_{\text{HK}}} \quad (6-69)$$

mit

$n_{\text{BHKW},j,M,t}$	Nachgefragte BHKW-Leistung am Knoten k , zum Zeitpunkt t
$l_{\text{HK},s_{\text{HK}}}$	maximale Leistung der Leistungsstufe s_{HK} des Spitzenkessels

Die Gesamtinvestitionen für die Erzeugung $cin_{\text{vErz},j,M,t}$ am Knoten j setzen sich additiv aus den Kosten des BHKW $cin_{\text{vBHKW},j,M,t}$ und des Heizkessels $cin_{\text{vHK},j,M,t}$ zusammen.

$$cin_{\text{vErz},j,M,t} = cin_{\text{vBHKW},j,M,t} + cin_{\text{vHK},j,M,t} \quad (6-70)$$

Neben den Investitionen sind bei der Nahwärmeerzeugung die variablen und fixen Betriebskosten zu berücksichtigen. Die variablen Betriebskosten hängen wesentlich von den Vollbenutzungsstunden der BHKW-Module ab. Die Vollbenutzungsstunden können über den Betrachtungszeitraum aufgrund eines veränderten Wärmebedarfs und -verbrauchs (z. B. durch Wärmedämmung des Gebäudebestandes) variieren. Dies erfordert entweder eine detaillierte Abbildung des BHKW, die aufgrund der erforderlichen zeitlichen Auflösung das Modell unhandlich macht, oder eine Abschätzung der Vollbenutzungsstunden.

Mit Hilfe einer Abschätzung können die oberen und unteren Grenzen der variablen Kosten bestimmt werden. Hierbei ist zu berücksichtigen, daß einmal getätigte Investitionen auch nach dem Rückgang des Wärmebedarfes optimal ausgenutzt werden. Für die Abschätzung der oberen Grenze wird davon ausgegangen, daß der Grundlastanteil des Wärmebedarfs (z. B. aufgrund des Warmwasserbedarfs oder allgemein des Prozeßwärmebedarfs) unverändert bleibt. Die Vollbenutzungsstundenzahl des BHKW ändert sich im Vergleich zum Auslegungsfall nur, wenn die ausgangs installierte BHKW-Leistung auch Anteile der Mittelastnachfrage abdeckt und diese erheblich reduziert wird. Hat die Reduktion des Wärmebedarfs dagegen nur eine Abnahme der Spitzenlastnachfrage zu Folge, so verringert sich nur die vom Spitzenkessel zu erzeugende Menge an Heizwärme, d. h. die Vollbenutzungsstunden des Heizkessels werden reduziert. Damit können als obere Grenze die variablen Kosten nach Gleichung (6-71) abgeschätzt werden.

$$\begin{aligned}
c \text{ var}_{Erz,j,M,t} = & c_{ETPr,M,t} \cdot \frac{(n_{BHKW,therm,j,t} + n_{BHKW,elekt,j,t}) \cdot Vbh_{BHKW,j}}{\eta_{BHKW,ges}} \\
& + c_{ETPr,M,t} \cdot \frac{(En_{j,M,t} - n_{BHKW,therm,j,t} \cdot Vbh_{BHKW,j})}{\eta_{HK,therm}} \\
& - c_{Verg,M,t} \cdot n_{BHKW,elekt,j,t} \cdot Vbh_{BHKW,j}
\end{aligned} \quad (6-71)$$

mit

$c_{ETPr,M,t}$	Preis des Energieträgers M zum Zeitpunkt t
$n_{BHKW,therm,j,t}$	Thermische Leistung des BHKW am Knoten j
$n_{BHKW,elekt,j,t}$	Elektrische Leistung des BHKW am Knoten j
$Vbh_{BHKW,j}$	Vollbenutzungsstunden des BHKW am Knoten j
$\eta_{BHKW,ges}$	Gesamtwirkungsgrad des BHKW
$\eta_{HK,therm}$	Wirkungsgrad des Heizkessels
$En_{j,M,t}$	Energienachfrage nach M am Knoten j zum Zeitpunkt t
$c_{Verg,M,t}$	Einspeisevergütung für elektrische Energie

In Gleichung (6-71) wird davon ausgegangen, daß die Jahresarbeit des BHKW und die damit erzielte Stromgutschrift konstant bleibt. Die untere Grenze kann mit der Gleichung (6-72) berechnet werden.

$$\begin{aligned}
c \text{ var}_{Erz,j,M,t} = & n_{j,M,t} \cdot \left(c_{ETPr,M,t} \cdot \frac{(an_{BHKW,therm,j} (1 + SK_{BHKW,j}))}{\eta_{BHKW,ges}} \cdot Vbh_{BHKW,j} \right. \\
& \left. + c_{ETPr,M,t} \cdot \frac{an_{HK,j}}{\eta_{HK,therm}} \cdot Vbh_{HK,j} \right) \\
& - c_{Verg,M,t} \cdot an_{BHKW,el.,j} \cdot Vbh_{BHKW,j}
\end{aligned} \quad (6-72)$$

mit

$an_{BHKW,therm,j}$	Thermischer Leistungsanteil des BHKW am Knoten j
$SK_{BHKW,j}$	Stromkennzahl des BHKW am Knoten j
$an_{HK,j}$	Leistungsanteil des Spitzenkessels an der Nahwärmeerzeugung
$Vbh_{HK,j}$	Vollbenutzungsstunden des Heizkessels am Knoten j

Hierbei wird davon ausgegangen, daß die Anzahl der Vollbenutzungsstunden unverändert bleibt, jedoch die variablen Kosten mit entsprechend reduzierter Leistung berechnet werden. Damit wird weniger elektrische Energie erzeugt und der Deckungsbeitrag der Stromgutschrift nimmt ab.

Die fixen Betriebskosten werden entweder als prozentualer Anteil der Investitionen bestimmt oder in Abhängigkeit des Produktes aus spezifischen fixen Betriebskosten und installierter Leistung.

$$c \text{ fix}_{Erz,j,M,t} = f \text{ fix}_{BHKW} \cdot c \text{ inv}_{BHKW,j,M,t} + f \text{ fix}_{HK} \cdot c \text{ inv}_{HK,j,M,t} \quad (6-73)$$

mit	
$ffiX_{BHKW}$	Anteil der fixen Betriebskosten an den Investitionen des BHKW
$ffiX_{HK}$	Anteil der fixen Betriebskosten an den Investitionen des HK

Die sonstigen variablen Kosten (z. B. für Hilfsenergie) werden analog ermittelt.

6.2.3 Kostenfunktionen für die Verbraucheranlagen

Die Kostenfunktionen für die Verbraucheranlagen berücksichtigen sowohl die Installation einer Heizungsanlage im Neubau als auch den Austausch einer Heizungsanlage. Daher wird zwischen den Kosten der eigentlichen Heizungsanlage $c_{HA,i,j,M,t}$ (z. B. dem Heizungskessel oder dem Wärmetauscher) und den Umrüstkosten, die sich aus den Installationskosten $c_{Inst,i,j,M,t}$ (z. B. Modifikation des Schornsteins) und den Anschlusskosten $c_{AN,i,j,M,t}$ (z. B. Anschluß an das Nahwärmenetz) zusammensetzen, unterschieden. Die Investitionen einer Verbraucheranlage $c_{VAn,i,j,M,t}$ ergeben sich daher wie folgt

$$c_{VAn,i,j,M,t} = c_{AN,i,j,M,t} + c_{Inst,i,j,M,t} + c_{HA,i,j,M,t} = c_{AN,i,j,M,t} + c_{HAG,i,j,M,t} \quad (6-74)$$

Die Kosten für die Verbraucheranlage werden in Abhängigkeit des maximalen nachgefragten Bedarfs berechnet.

$$c_{HAG,i,j,M,t} = c_{spez,HAG,i,j,M,t} \cdot x_{i,j,M,t} \quad (6-75)$$

Die fixen Betriebskosten der Heizungsanlage (z. B. Wartung, Schornsteinfeger u.a.) werden entweder als prozentualer Anteil der Investitionskosten oder in Abhängigkeit der installierten Kapazität mit Hilfe der spezifischen fixen Kosten bestimmt.

$$cfix_{HAG,i,j,M,t} = ffiX_{HAG,M} \cdot c_{HAG,j,M,t} \quad (6-76)$$

mit $ffiX_{HAG,M}$ Anteil der fixen Kosten an den Investitionskosten der Verbraucheranlage

Die sonstigen variablen Kosten (z. B. für Hilfsenergie (z. B. Strom)) werden analog berechnet.

Die Kosten für den Anschluß der Verbraucheranlage sind abhängig vom Verbraucher-typ. Hierbei wird zwischen Einzelgebäuden und Versorgungsgebieten unterschieden. Bei Einzelgebäuden sind die Hausanschlußkosten, bei Versorgungsgebieten die Errichtung des Versorgungsnetzes und die Hausanschlußkosten aller Einzelgebäuden innerhalb des Untersuchungsgebietes in den Anschlußkosten zu berücksichtigen. Demzufolge berechnen sich die Anschlußkosten des Verbrauchers des Typs Einzelgebäude aus

$$c_{AN,i,j,M,t} = cspez_{AN,ST,M,t} \cdot \sum_s (x_{i,j,s,M,t} \cdot l_s) \quad \forall i, j \in ST \quad (6-77)$$

und des Typs Versorgungsgebiet aus

$$c_{AN,i,j,M,t} = \frac{fl_i}{100} \cdot lvert_{STyp} \cdot dvert_{M,t} \cdot x_{bin,i,j,M,t} + cspez_{AN,ST,M,t} \cdot \sum_s (x_{i,j,s,M,t} \cdot l_s) \quad (6-78)$$

mit fl_i Fläche des Versorgungsgebietes in [ha]
 $lvert$ Länge des Verteilungsnetzes in m pro km²
 $dvert_{M,t}$ Durchschnittliche Verlegekosten pro m in Abhängigkeit des Energieträgers und des Zeitpunktes t

D. h., beim Anschluß eines Verbrauchers des Typs Versorgungsgebiet wird davon ausgegangen, daß das Verteilungsnetz innerhalb des Gebietes unabhängig vom Anschlußgrad der Einzelgebäude errichtet wird.

Um die Modellbildung zu vereinfachen, sind für die Verbraucher des Typs Einzelgebäude Gebäudetypen entsprechend der Gebäudematrix (vgl. Tabelle 2-2) und für Verbraucher des Typs Versorgungsgebiet Siedlungstypen (vgl. Tabelle 2-1) vordefiniert.

6.2.4 Zielfunktion

Bei der Optimierung des Flächenmodells wird eine zeitintegrale Zielfunktion verwendet. Das Optimierungsziel besteht in der Minimierung der Gesamtkosten der Energieversorgung.

In der Kostenfunktion werden sowohl die Kosten der Bereitstellung oder Erzeugung des Energieträgers berücksichtigt, als auch die dezentralen Anlagen bei den einzelnen Verbrauchern. Im Modellsystem wird dann über den Zubau einer Anlage (bzw. eines Leitungsstranges) im gesamten modellierten Zeithorizont entschieden. Die Variablen der Optimierung sind die Energieflüsse $x_{i,j,M,t}$ bzw. $x_{i,Tec,M,t}$ und die Neubaukapazitäten $n_{i,j,M,t}$, die aufgrund einer Neu- oder Ersatzbeschaffung (z. B. Verbraucheranlagen oder Leitungsstränge) im Betrachtungszeitraum des Modells installiert werden können. Die Kosten setzen sich aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Variable Betriebskosten

Die variablen Betriebskosten sind proportional zum Energiefluß $x_{i,j,M,t}$ und den Energieträgerpreisen $cEtPr_{M,t}$. Sie entsprechen in der Regel den Brennstoffkosten. Bei der Berechnung wird zwischen Energieträgern, deren Erzeugung innerhalb des Modells abgebildet ist, und Energieträgern, die dem Endverbraucher ohne Umwandlung bereitgestellt werden, unterschieden. Beispielsweise ergeben sich die variablen Betriebskosten der Fern-/Nahwärmeerzeugung durch Summation über alle Quellen mit installierten Erzeugungsanlagen.

$$cgvar_{Erz,M,t} = \sum_{j \in Quelle} (cvar_{Erz,i,M,t}) \quad (6-79)$$

Die variablen Kosten der Erzeugung $cgvar_{Erz,i,M,t}$ an den einzelnen Knoten können z. B. mit Gleichung (6-71) oder (6-72) berechnet werden. Die variablen Betriebskosten der Hausanlagen oder allgemein der Verbraucheranlagen berücksichtigen alle leitungsungebundenen Energieträger.

- Sonstige variable Betriebskosten

Die sonstigen variablen Betriebskosten sind ebenfalls proportional zum Energiefluß. Sie berücksichtigen die Kosten für Hilfsenergie oder Betriebsmittel, die bei der Energieumwandlung (z. B. Erzeugung oder Hausanlagen) hinzukommen. Die sonstigen variablen Betriebskosten aller Erzeugungsanlagen berechnen sich beispielsweise aus

$$cgsvar_{Erz,M,t} = \sum_{j \in Quelle} (civar_{Erz,j,M,t}) \quad (6-80)$$

Bei der Verteilung leitungsgebundener Energieträger sind ebenfalls Hilfsenergiekosten zu berücksichtigen. Hierbei wird zwischen den verschiedenen leitungsgebundenen Energieträgern wie folgt unterschieden:

Fernwärme: $cgsvar_{Vert,FW,t} = cgsvar_{PS,FW,t}$ (6-81)

Erdgas: $cgsvar_{Vert,EG,t} = cgsvar_{Verd,EG,t}$ (6-82)

D. h., die sonstigen variablen Kosten der Fernwärmeverteilung beinhalten die Pumpstromkosten, die der Erdgasverteilung die Kosten für die Regelung und Verdichtung. Die Kosten für die Wärmeverluste bei Nah- und Fernwärmeverteilung werden nicht gesondert berücksichtigt, da die variablen Kosten der Fernwärmeerzeugung bereits die notwendige Mehrproduktion beinhalten.

- Fixe Betriebskosten

Die fixen Betriebskosten sind proportional zu den installierten Kapazitäten der zentralen Erzeugungs- oder Bereitstellungsanlagen, der Verteilungsnetze und der Endverbraucheranlagen. Sie beinhalten beispielsweise die Wartungs- und Personalkosten, umfassen jedoch nicht die Investitionen für den Anlagenaufbau. Die fixen Betriebskosten für das gesamte Verteilungsnetz $cgfix_{Vert,M,t}$ berechnen sich beispielsweise aus der nachfolgenden Gleichung.

$$cgfix_{Vert,M,t} = \sum_i \sum_{j \notin Senke} (nfix_{Vert,i,j,M,t}) \quad (6-83)$$

Die fixen Betriebskosten der installierten zentralen Erzeugungs- und Verbraucheranlagen werden analog ermittelt.

- Investitionen

Die Investitionen sind proportional zu den neuinstallierten Kapazitäten. Sie werden als gleichmäßige Jahreszahlungen (Annuität) auf den Abschreibungszeitraum der Anlage verteilt. Die Jahreszahlungen enthalten eine Zins- und Tilgungsquote. Die Investition-

en der Erzeugungsanlagen $cginv_{Erz,M,t}$ setzen sich beispielsweise aus der Summe der Annuitäten aller neu installierten Anlagen, die zum Zeitpunkt t noch nicht abgeschlossen sind, zusammen.

$$cginv_{Erz,M,t} = \sum_{j \in Quelle} (nc_{Erz,i,M,t}) \quad (6-84)$$

Für die Verteilung, die Anschlüsse der Verbraucher an die Verteilung und die Verbraucheranlagen werden die jährlichen Raten der Investitionen ebenfalls durch Summation der Einzelbeträge ermittelt.

Die Zielfunktion zur Berechnung der Gesamtkosten lautet dann wie folgt:

$$\begin{aligned} c_{ges} = & \sum_t \sum_M fdis_t \cdot (cginv_{Erz,M,t} + cginv_{Vert,M,t} + cginv_{HAG,M,t} + cginv_{AN,M,t}) + \\ & \sum_t \sum_M fdis_t \cdot (cgfix_{Erz,M,t} + cgfix_{Vert,M,t} + cgfix_{HAG,M,t} + cgfix_{AN,M,t}) + \\ & \sum_t \sum_M fdis_t \cdot (cgsvar_{Erz,M,t} + cgsvar_{Vert,M,t} + cgsvar_{HAG,M,t}) + \\ & \sum_t \left(fdis_t \cdot \left(\sum_M (cgvar_{Erz,M,t}) + \sum_{M \in N_{Erz}} (cET Pr_{M,t} \cdot xg_{M,t}) \right) \right) \end{aligned} \quad (6-85)$$

! = MIN

mit

$xg_{j,M,t}$ Energienachfrage nach M am Knoten j zum Zeitpunkt t

Um die Kosten der einzelnen Perioden vergleichbar zu machen, wird eine Abdiskontierung auf das Basisjahr des Modells vorgenommen, d. h. es wird der Barwert berechnet. Der in der Gleichung (6-86) enthaltene Diskontierungsfaktor $fdis_t$ berechnet sich für die unterschiedlichen Zeitschritte wie folgt:

$$fdis_t = \frac{1}{(1+r)^{t-t_0+1}} \quad (6-86)$$

mit

r Zinsfuß der Abdiskontierung

t_0 Basisjahr

Wärmeversorgungsunternehmen können aufgrund unterschiedlicher Strategien und Ziele andere Zielfunktionen bevorzugen, d. h. es ist nicht notwendigerweise das Ziel, die Gesamtkosten der Wärmeversorgung, sondern nur die Kosten, die dem Wärmeversorgungsunternehmen direkt entstehen, zu minimieren bzw. den Gewinn zu maximieren. Daher sind in der Zielfunktion eines Versorgungsunternehmens nur die Sparten (z. B. Strom, Gas und Fernwärme oder nur Fernwärme) zu berücksichtigen in welchen das Unternehmen tätig ist. Das

Ziel kann sich im Weiteren auf das Gesamtunternehmen beziehen, oder auch nur auf die Sparte Fernwärme, die mit der Gasversorgung konkurriert.

In der Regel kann ein Wärmeversorgungsunternehmen seine Produkte nur absetzen, wenn die Preise seiner Produkte dem anlegbaren Wärmepreis (vgl. auch Anhang A) entsprechen bzw. diesen unterbieten. Die Zielfunktion eines Versorgungsunternehmens enthält daher den anlegbaren Wärmepreis um die erzielbaren Gewinne oder Margen zu maximieren. Die Zielfunktion eines Wärmeversorgungsunternehmens könnte wie folgt lauten:

$$\begin{aligned}
 c_{ges} = & \sum_t fdis_t \cdot \left(\sum_{M \in AEVU} (cANPR_{M,t} \cdot xg_{M,t}) \right) - \\
 & \left(\sum_t \sum_{M \in AEVU} fdis_t \cdot (cginv_{Erz,M,t} + cginv_{Vert,M,t} + cginv_{HAG,M,t} + cginv_{AN,M,t}) \right) + \\
 & \sum_t \sum_{M \in AEVU} fdis_t \cdot (cgfix_{Erz,M,t} + cgfix_{Vert,M,t} + cgfix_{HAG,M,t} + cgfix_{AN,M,t}) + \quad (6-87) \\
 & \sum_t \left(fdis_t \cdot \left(\sum_{M \in AEVU} (cgvar_{Erz,M,t} + cgvar_{Vert,M,t}) + \sum_{M \in AEVU} (cETPr_{M,t} \cdot xg_{M,t}) \right) \right) \\
 = & \quad ! \\
 & \quad \text{MAX}
 \end{aligned}$$

mit

$cANPR_{M,t}$ Anlegbarer Energieträgerpreis

Als zusätzliche Nebenbedingung ist zu berücksichtigen, daß bei einer möglichen Versorgung mit Konkurrenzprodukten, deren Wärmepreis niedriger ist als der vom Versorgungsunternehmen angebotenen Energieträger ($M \in AEVU$), diese von den Verbrauchern entsprechend bevorzugt werden.

6.2.5 Mengen- und Güterbilanzen

Die Mengen- und Güterbilanzen unterscheiden zwischen dem räumlichen Transport eines Gutes vom Ort des Knoten i zum Ort des Knoten j (der Verteilung) und der Umwandlung eines Gutflusses innerhalb des ortsfesten RES am Knoten i .

Um die Bedingungen für den räumlichen Transport durch das Leitungsnetz bzw. den Güterfluß innerhalb des RES zu gewährleisten, werden Mengen- und Güterbilanzen aufgestellt. Mengengleichungen summieren für jeden Modellzeitpunkt an den Knoten bzw. für jedes Gut die zuflußseitigen und abflußseitigen Flüsse auf.

Für den Transport der Güter durch das Leitungsnetz gilt die Mengengleichung (6-88).

$$\sum_i \left(\sum_s x_{i,j,s,M,t_n} \cdot l_s \right) \geq \sum_k \left(\sum_s x_{j,k,s,M,t_n} \cdot l_s \right) \quad (6-88)$$

Sie gilt für alle Knoten, die nicht der Teilmenge der Quellen (Erzeugungsanlagen) und Senken (Verbraucher) angehören. Durch die Koordinatentransformation der Energiebedarfsflüsse ist in Gleichung (6-88) die Summe der Leistungsanteile integriert.

Für den Güterfluß durch das RES am Knoten k gilt die Güterbilanz der Gleichung (6-89).

$$\sum_{Tec} x_{k,Tec,M,t} \geq \sum_{Tec} x_{k,Tec,M,t} + En_{k,M,t} \quad (6-89)$$

Bei der Summation wird zwischen Input- und Outputlink unterschieden. Das bedeutet, daß hierbei die Netzstruktur des RES ausgenutzt wird, da durch die Verbindungen (Links) zwischen Gut (M) und Technik (Tec) die Netzstruktur eindeutig definiert ist. Bei der Summation wird nur die dem Knoten (Container) zugeordnete Technik benutzt.

Innerhalb der Güterbilanz ist die Nachfragerestriktion nach Energie $En_{k,M,t}$ integriert. Der Energiebedarf setzt sich aus dem aggregierten Wärmebedarf des am Knoten k vorhandenen Verbrauchertyps zusammen. Da es möglich ist, mehrere Verbrauchertypen (Container) einem Knoten j zuzuordnen, erfolgt die Summation nur über die dem Verbrauchertyp zugeordneten Techniken. Eine zeitliche Veränderung der Energienachfrage bzw. des Wärmebedarfs beispielsweise durch Sanierungsmaßnahmen kann berücksichtigt werden.

Der Übergang vom räumlichen Transport (der Verteilung) zwischen verschiedenen Knoten und dem eventuell mehrstufigen Umwandlungsfluß innerhalb eines ortsfesten RES eines Verbraucherknosens erfolgt durch die Gleichungen (6-89) und (6-91). Hierbei ist zwischen dem Nutzenergiebedarf (z. B. Raumwärmebedarf) und der Sekundärenergieträger-Nachfrage (z. B. Fernwärme) am Knoten k zu unterscheiden. Für den Sekundärenergiebedarf an Energie am Knoten k gilt

$$\sum_i \sum_s \left(x_{i,k,s,M,t_n} \cdot l_s \right) \geq \sum_{Tec} x_{k,Tec,M,t_n} \quad (6-90)$$

Der Bedarf an Nutzenergie (z. B. Wärmebedarf) unterscheidet sich vom tatsächlich im Leitungsnetz transportierten Gut (z. B. Fernwärme). Er beeinflusst die transportierte Menge der Energieträger durch das Netz und kann aufgrund der Transformationsgleichung

$$x_{K,Tec,M_2,t_n} = \eta_{Tec,M_1,M_2} \cdot x_{k,Tec,M_1,t_n} \quad (6-91)$$

geringer sein als die Energie, die tatsächlich in den Güterfluß des ortsfesten RES fließt. In der Transformationsgleichung wird der Energiefluß x_{i,j,M_1,t_n} des Gutes M_1 in Abhängigkeit des Wirkungsgrades η_{Tec,M_1,M_2} in den Energiefluß x_{i,j,M_2,t_n} des Gutes M_2 umgewandelt. Für die

Energie M (z. B. Fernwärme), die aufgrund des räumlichen Transportes am Ort j des ortsfesten RES angeboten wird, gilt

$$\sum_i \left(\sum_s x_{i,j,s,M,t} \cdot l_s \right) = \sum_{Tec} x_{j,Tec,M,t} \quad (6-92)$$

Die Integration des RES-Ansatzes ermöglicht eine detaillierte Abbildung von Verbrauchern oder allgemeinen Umwandlungsprozessen am Ort (Knoten) k. Durch die Verknüpfung von Netzfluß- und RES-Modell ist es nicht zwingend notwendig, bei einer Gesamtbetrachtung des Energiesystems alle leitungsgebundenen Energieträger räumlich hoch aufgelöst zu modellieren.

Zur Gewährleistung der Betriebs- und Versorgungssicherheit sind innerhalb des Fernwärmenetzes Druckgrenzen einzuhalten. Die Grenzwerte hängen vom betrachteten Ort ab. Hydraulische Restriktionen begrenzen die Durchflußmenge der Leitungen der einzelnen Straßenabschnitte und bilden so die limitierte Wärmetransportkapazität des Rohrleitungsnetzes ab. Der Energiefluß wird außerdem durch die Kapazitäten der bereits installierten oder Neuanlagen begrenzt. Diese werden in den Kapazitätsrestriktionen berücksichtigt.

6.2.6 Kapazitätsrestriktionen

Durch Kapazitätsrestriktionen wird gewährleistet, daß die Flußkapazität nicht größer ist als die existierende Anlagenkapazität.

$$\sum_{s=0}^{SN} (x_{i,j,s,M,t} \cdot l_s) \leq cap_{i,j,M,t} \quad (6-93)$$

Die Kapazität der Anlagen $cap_{i,j,M,t}$ setzt sich aus den zum Bilanzierungszeitpunkt noch bestehenden Altanlagen $b_{i,j,M,t}$ und den in den vorangegangenen Perioden zugebauten Anlagekapazitäten $n_{i,j,M,t}$ zusammen (vgl. Gleichung 6-94).

$$cap_{i,j,M,t} = b_{i,j,M,t} + n_{i,j,M,t} \quad (6-94)$$

Die Kapazität der Altanlagen $b_{i,j,M,t}$ existiert bis zum notwendigen Zeitpunkt der Ersatzbeschaffung. Dieser ist abhängig vom Alter der Anlage im Basisjahr $Al_{i,j,Tec}$ und deren technischen Lebensdauer ND_{Tec} .

$$b_{i,j,M,t} = \begin{cases} b_{i,j,M,t_0} & \text{für } t < t_0 + ND_{Tec} - Al_{i,j,Tec} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (6-95)$$

Bei der Verwendung von Kapazitätsrestriktionen wird unterschieden ob diese für die Erzeugungsanlagen, die Verteilung oder die Verbrauchsanlagen gelten. Die Kapazität der Erzeugung kann in den nachfolgenden Perioden unter Nutzung der Altkapazitäten variabel erweitert werden. Zum Betrachtungszeitraum t sind die noch einsatzfähigen Kapazitäten der

zu früheren Modellzeitpunkten installierten Anlagen zu berücksichtigen. Dies erfolgt durch Gleichung (6-96)

$$cap_{i,M,t} = b_{i,M,t} + \sum_{tt=t_0}^{tt=t} fb_{i,M,t,tt} \cdot n_{i,M,tt} \quad (6-96)$$

mit

$fb_{i,M,t,tt}$ Anteil der zum Zeitpunkt tt installierten Kapazität am Knoten i die zum Zeitpunkt t noch einsatzfähig ist.

Im Gegensatz dazu handelt es sich beim Neu- oder Aufbau des Verteilungssystems und der Erst- oder Ersatzinstallation einer Verbrauchsanlagen um Null oder Eins Entscheidungen. Bestehende Verteilungssysteme werden aufgebaut und nur in Ausnahmefällen erweitert. Verbrauchsanlagen werden nach Ende der technischen Nutzungsdauer entsprechend der veränderten Bedarfsanforderungen ausgetauscht. Die Veränderungen der Kapazitäten werden durch die Entscheidungsrestriktionen beeinflusst.

6.2.7 Entscheidungsrestriktionen

Der Wärmemarkt ist durch ein hohes Maß an Substitutionswettbewerb und durch Wettbewerbsbeschränkungen gekennzeichnet (vgl. Kapitel 2). Theoretisch können die zur Deckung des Wärmebedarf eingesetzten Energieträger beinahe vollkommen gegeneinander ausgetauscht werden. In der Praxis wird die vollkommene Substituierbarkeit durch technische und ökonomische Restriktionen eingeschränkt, so scheiden bestimmte Wärmeversorgungssysteme aufgrund fehlender Verfügbarkeit (z. B. kein Erdgasanschluß) oder zu hoher Anlagenkosten von vornherein aus.

Für die Erstellung der Modelltopologie werden Verbindungen und Verbrauchertypen verwendet (vgl. Kapitel 6.1). Entlang einer Verbindung sind nach der Erstellung der Modelltopologie vorerst alle leitungsgebundenen Versorgungsoptionen zu allen Modellzeitpunkten möglich. In Realität können die Versorgungsoptionen jedoch für bestimmte Gebiete aufgrund beispielsweise geographischer Gegebenheiten eingeschränkt sein. Um dies zu berücksichtigen werden binäre Entscheidungsparameter für Entscheidungsgebiete (vgl. auch Tabelle 6-2) verwendet.

Die Modelltopologie sieht im Weiteren für einen Verbrauchertyp unterschiedliche Versorgungsvarianten vor. Theoretisch könnte ein Verbraucher in jedem Betrachtungszeitraum eine andere Versorgungsvariante wählen. Wirtschaftliche Gesichtspunkte einer vorzeitigen Außerbetriebnahme spielen bei Haushalten und Kleinverbrauchern in der Realität meist eine untergeordnete Rolle /Dommann 1992/. Die Entscheidung für eine Versorgungsvariante schließt die anderen in der Modelltopologie abgebildeten Versorgungsvarianten bis zum

Zeitpunkt einer notwendigen Ersatzbeschaffung (einer technisch bedingten Außerbetriebnahme) aus. Der Zeitpunkt der Entscheidung wird im Modell mit Hilfe von binären Entscheidungsparametern für Wärmeversorgungsanlagen festgelegt.

Ein wesentliches Entscheidungskriterium für eine notwendige Ersatz- oder Neuan-schaffung einer Wärmeversorgungsanlage ist der Wärmepreis /Vondung 1995/. Weitere finanzielle Einflußfaktoren sind Anschlußgebühren bzw. Umstellkosten aber auch die Finanzierungsmöglichkeiten. Diese materiellen Entscheidungskriterien sind durch die im Modell abgebildeten Randbedingungen (z. B. Energiepreise, Umstellungskosten, Investi-tionen) weitgehend festgelegt. Die Auswirkungen dieser Einflüsse werden durch die Ziel-funktion bestimmt. Ausschlaggebend ist der Zeitpunkt des Wechsels. Die Entscheidung für eine Wärmeversorgungsanlage (z. B. Ölzentralheizung oder FW-Hausstation) erfolgt in der Regel im Rahmen

- einer Ersatzbeschaffung (die Altanlage ist nicht mehr funktionsfähig),
- einer Erstbeschaffung (z. B. Neubaugebiet am Rand von Siedlungsgebieten oder in Rekonstruktionsgebieten).

Im Modell werden diese auf einen Modellteilzeitraum begrenzten Entscheidungsalternativen durch den Entscheidungsparameter $wtec_{i,j,M,t}$ abgebildet. Der Entscheidungsparameter nimmt in Abhängigkeit des Inbetriebnahmezeitpunktes $Inb_{i,j,Tec}$ und der Nutzungsdauer ND_{tec} der eingesetzten Technologie für die unterschiedlichen Modellzeitpunkte t_n (t_0, \dots, t_N) die folgen-den Werte an:

$$wtec_{i,j,M,t_n} = \begin{cases} 1 & \text{für } (t_n - Inb_{i,j,Tec}) = ND_{Tec} \text{ und } Inb_{i,j,Tec} \leq t_n \\ 0 & \text{für } (t_n - Inb_{i,j,Tec}) < ND_{Tec} \text{ und } Inb_{i,j,Tec} \leq t_n \end{cases} \quad (6-97)$$

Der Anschlußgrad an ein leitungsgebundenes Versorgungssystem beträgt in seltensten Fällen 100%, da die Akzeptanz eines Versorgungssystems (eines Energieträgers) nicht nur durch den Wärmepreis sondern auch durch immaterielle Einflüsse wie Umweltverträglich-keit, Grad der Versorgungssicherheit, Komfort oder geringe Reparaturanfälligkeit beeinflusst wird. Der Akzeptanzwert entspricht der Wahrscheinlichkeit einer Entscheidung zugunsten eines Energieträgers. Dieser kann nicht auf jede einzelne Entscheidung für oder gegen eine Wärmeversorgungsanlage sondern nur auf die Gesamtheit übertragen werden. Im Modell wird hierfür der binäre Parameter $wsoz_{i,j,M,t}$ verwendet. Der Parameter wird entsprechenden dem Akzeptanzwert vor dem Optimierungslauf für jeden einzelnen Verbraucher vorgegeben, da durch die Optimierung nur kostengünstige Wechselentscheidungen ausgewählt werden.

Weiterhin wird die Entscheidung für eine Energieträgerart in einem Versorgungs-gebiet durch folgende Faktoren beeinflusst:

- die technische Machbarkeit, Leitungen eines Versorgungssystems zu verlegen,
- die Integration der Verlegung von Leitungen in ohnehin anstehende Baumaßnahmen,

- die rechtliche Zulässigkeit, Leitungen zu verlegen (z. B. wenn Konzessionsverträge bestehen), oder einen bestimmten Energieträger (z. B. Heizöl) verbrennen zu dürfen.

Für ein Entscheidungsgebiet wird dieser Sachverhalt durch den Entscheidungsparameter $wg_{i,j,M,t}$ abgebildet, der die folgenden Werte annehmen kann:

$$wg_{i,j,M,t} = \begin{cases} 1 & \text{ein Wechsel zu einem Energieträger } M \text{ ist zum Zeitpunkt } t \text{ möglich} \\ 0 & \text{ein Wechsel zu einem Energieträger } M \text{ ist zum Zeitpunkt } t \text{ nicht möglich} \end{cases}$$

Mit Hilfe der Entscheidungsparameter $wtec_{i,j,M,t}$, $wsoz_{i,j,M,t}$ und $wg_{i,j,M,t}$ kann der Entscheidungsparameter für den Leitungsabschnitt $\langle i,j,M \rangle$ bestimmt werden

$$w_{i,j,M,t_n} = wsoz_{i,j,M,t_n} \cdot wtec_{i,j,M,t_n} \cdot wg_{i,j,M,t_n} \quad (6-98)$$

Der Anschlußgrad an ein leitungsgebundenes System entspricht nicht zwangsläufig der Summe aller Entscheidungsparameter $w_{i,j,M,t}$, da einerseits die Möglichkeit besteht, mehrere leitungsgebundene Versorgungsalternativen im Modell abzubilden, andererseits werden aufgrund wirtschaftlicher oder kapazitiver Randbedingungen nicht alle Möglichkeiten erschlossen. Der Anschlußgrad wird durch die Optimierung mit dem Modell bestimmt.

Aufgrund des Entscheidungsparameters ergibt sich für die Neu- oder Ersatzkapazitäten der Verbrauchsanlagen bzw. der Leitungsstücke $n_{i,j,M,t}$, die Entscheidungsrestriktion der Gleichung (6-99).

$$n_{i,j,M,t_n} = (1 - w_{i,j,M,t_n}) \cdot n_{i,j,M,t_{n-1}} + \left(\sum_{s=0}^{SN} x_{i,j,M,s,t_n} \cdot l_s \right) \cdot w_{i,j,M,t_n} \quad (6-99)$$

Die Kapazität $n_{i,j,M,t}$ nimmt zum Zeitpunkt des Wechsels die Kapazität des Energieflusses an. Für die nachfolgenden Zeitpunkte bleibt sie konstant bis zum Ende der Nutzungsdauer. Die Kapazität des Leitungsabschnittes wird in den Kapazitätsrestriktionen berücksichtigt.

Die in Realität variierende technische Nutzungsdauer einer Wärmeversorgungsanlage oder allgemein einer Technologie kann durch Summenbilanzen und Vergrößerung des Zeitfensters (keine diskrete Nutzungsdauer) für den technologisch möglichen Wechsel berücksichtigt werden. Die Summenbilanzen bilden ab, daß nur ein bestimmter prozentualer Anteil einer Technologie eine bestimmte Nutzungsdauer hat. In Abbildung 6-11 ist ein entsprechendes Zeitfenster einer Technologie dargestellt. Der Wechsel kann nur zum Zeitpunkt t_x erfolgen. Für die Nutzungsdauer einer Technologie wird dann kein Zeitpunkt sondern ein Intervall angegeben. Der Wechsel ist dadurch in einem Zeitintervall möglich.

Analog wie die Kapazitäten werden die fixen Betriebskosten und investitionsabhängigen Kosten behandelt. Um einen Vergleich zwischen Technologien mit unterschiedlichem Verhältnis zwischen Investition und Betriebskosten durchzuführen, werden anstelle von Investitionen durchschnittliche jährliche Festkosten (Annuitäten) verwendet. Die mit dem Wech-

sel verbundenen investitionsabhängigen Kosten werden auf das Niveau des Zeitpunktes des Wechsels bzw. der Inbetriebnahme festgelegt.

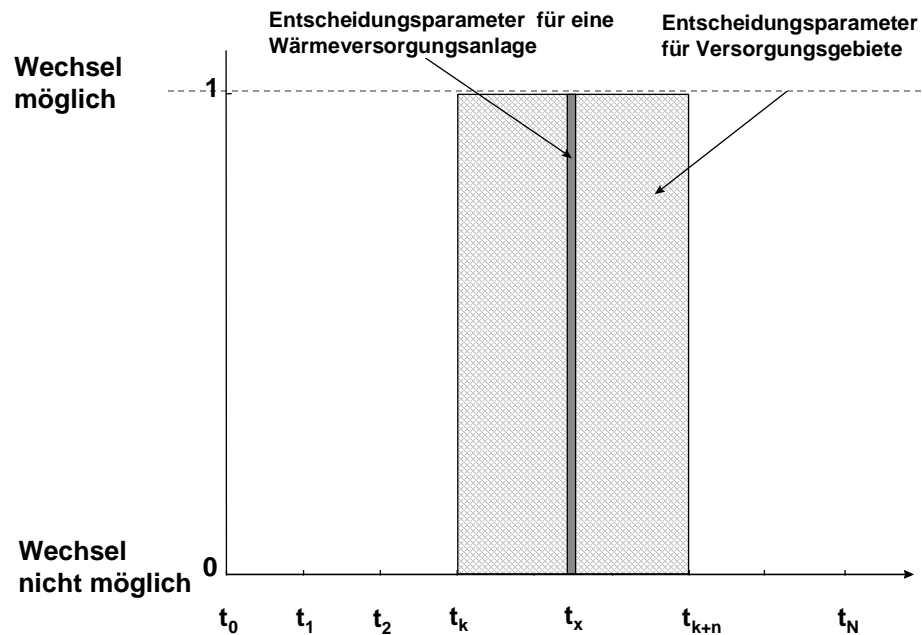


Abbildung 6-11: Zeitfenster des Wechsels einer Wärmeversorgungsanlage am Knoten j

Die durchschnittlichen Kapitalkosten eines Leitungsabschnittes werden mit Hilfe der Gleichung (6-100) im Modell berücksichtigt.

$$ninv_{i,j,M,t_n} = (1 - wa_{i,j,M,t_n}) \cdot ninv_{i,j,M,t_n-1} + (fan_{AB} \cdot cinv_{i,j,M,t}) \cdot wa_{i,j,M,t_n} \quad (6-100)$$

mit

fan_{AB} Annuitätenfaktor über die Abschreibungsdauer AB

Durch das Produkt

$$fan_{AB} \cdot cinv_{i,j,M,t} = \frac{i \cdot (1+i)^{AB}}{(1+i)^{AB} - 1} \cdot cinv_{i,j,M,t} \quad (6-101)$$

mit

i Zinsfuß der Abschreibung

werden die Investitionskosten als gleichmäßige Jahreszahlung auf den Abschreibungszeitraum der Anlage verteilt. Im Gegensatz zur Kapazität wird für die Berechnung der Annuität nicht die technische Lebensdauer zugrunde gelegt, sondern die meist deutlich kürzere Abschreibungsdauer AB. Für den Zinsfuß der Abdiskontierung (z. B. durchschnittliche Inflationsrate) und den Zinsfuß der Abschreibung (z. B. Kapitalmarktzinsen) können unterschiedliche Werte verwendet werden. Die durchschnittlichen jährlichen Investitionen für die Er-

zeugung der Nah-/Fernwärme, die Druckerhöhungsstationen der Fernwärmeversorgung, der Erdgas-Übernahme- und -Regelstationen und der Verbraucheranlagen werden analog im Modell behandelt. In Abbildung 6-12 werden die Entscheidungsrestriktionen und ihre Auswirkungen auf die Kapazitäten, die fixen und variablen Betriebskosten und die Investitionen dargestellt.

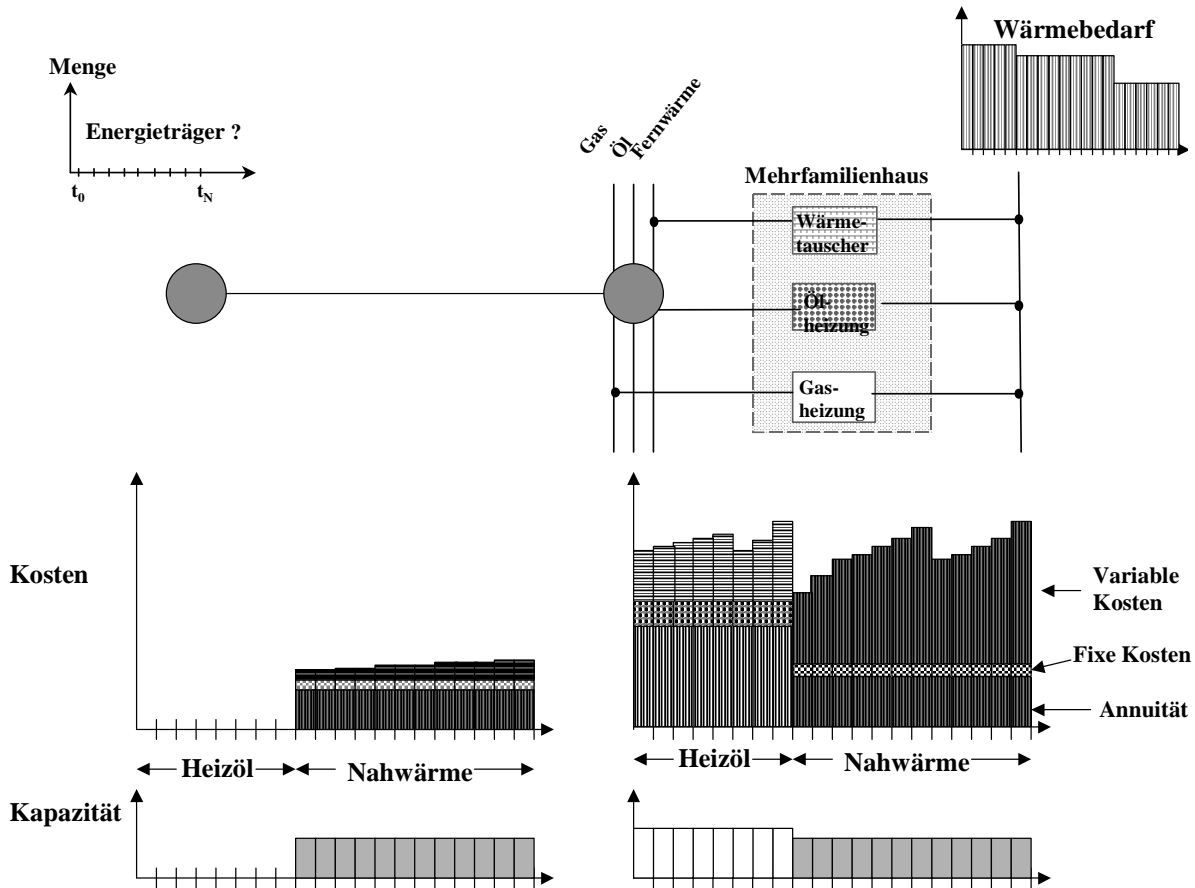


Abbildung 6-12: Auswirkungen der Entscheidungsrestriktionen

Das Flächenmodell ist damit von der Funktionalität her geeignet, die Konkurrenzsituation verschiedener leitungsgebundener Energieträger abzubilden oder z. B. das Potential für den Ausbau und die Verdichtung von Fernwärmenetzen zu bestimmen. Das Modell wird im Folgenden exemplarisch angewendet, um das wirtschaftliche Potential von Nahwärmenetzen in Kombination mit BHKW zu bestimmen. Die Ausgangssituation, der Modellaufbau, die Modellanwendung, die Szenarien und die berechneten Ergebnisse werden im nachfolgenden Kapitel beschrieben.

7 Wärmeversorgung für exemplarische Siedlungsgebiete

Die Kosten der Nah- und Fernwärmeversorgung und damit die Konkurrenzfähigkeit gegenüber anderen Wärmeversorgungssystemen sind in erheblichem Maße von den Anschluß- bzw. den Wärmegestehungskosten der Wärme in den Erzeugungsanlagen abhängig. Diese Wärmegestehungs- und Anschlußkosten variieren stark in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe und der vorhandenen Infrastruktur (z. B. Straßenverlauf oder Bebauungsstruktur). Mit Hilfe des neu entwickelten Flächenmodells soll daher analysiert werden, in wieweit die Nah- und Fernwärmeversorgung in bestehenden Siedlungen, d. h. für repräsentative Versorgungsfälle, wirtschaftlich konkurrenzfähig gegenüber alternativen Versorgungsvarianten ist.

7.1 Ausgangssituation der Modellierung

Die Preisbildung auf dem Wärmemarkt ist durch einen Substitutionswettbewerb geprägt. Angesichts einer dezentral und marktwirtschaftlich organisierten Versorgungswirtschaft, eines lokal differenzierten Spartenangebots und damit ausgeprägter lokaler Energiemärkte ist eine räumlich differenzierte Analyse der Wärmeversorgung notwendig. Dies erfordert die Auswahl typischer lokaler Wärmebedarfsstrukturen und der wichtigsten Wärmeversorgungssysteme. Die Wärmeversorgungssysteme werden in Komponenten aufgeteilt (vgl. Kapitel 3). Für die Komponenten sind Investitionen, Nutzungsgrade, Nutzungsdauern, Instandhaltungs- und Wartungskosten zu bestimmen. Die Umrüstkosten für die Umstellung der Wärmeversorgungssysteme sind einzubeziehen.

Aus der Gegenüberstellung der Kostenkomponenten des marktführenden Wärmeversorgungssystems mit den Kostenkomponenten des Wärmeversorgungssystems der leitungsgebundenen Energieversorgung wird der anlegbare Preis für die leitungsgebundene Energieversorgung ermittelt. D. h. der Nah- bzw. Fernwärmeversorger ist unter Konkurrenzbedingungen gezwungen auf dem Wärmemarkt z. B. mit Heizöl zu konkurrieren. Grundlage der Preisfindung für die Nah-/Fernwärme ist in diesem Fall eine Anlegbarkeitsrechnung anhand der Gesamtkosten einer ölbetriebenen Zentralheizung. Dabei werden die Gesamtkosten der Heizungsanlage, einschließlich der Investitions-, Betriebs- und Energiekosten über die erwartete Nutzungsdauer betrachtet. Der anlegbare Wärmepreis ist aufgrund bedarfsabhängigen spezifischen Investitionen für die Heizungsanlage und des unterschiedlichen Nutzwärmebedarfs der verschiedenen Gebäudetypen von der Struktur des Versorgungsgebietes oder -objekts abhängig.

Im Gegensatz zu dezentralen Einzelfeuerungen besitzen Nahwärme- bzw. Fernwärmesysteme eine hohe Flexibilität hinsichtlich der für die Wärmeerzeugung einsetzbaren Primär-

energien. Heutige Nahwärme- bzw. Fernwärmesysteme können als Vorstufe und infrastrukturelle Voraussetzung für eine flächendeckende Vernetzung der Wärmeversorgung angesehen werden (vgl. Kapitel 2.2). Durch die damit verbundene Kapitalintensivität sind jedoch die Auswirkungen möglicher Veränderung politischer und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie des technischen Fortschrittes zu beurteilen. Hierfür wird der Zeitraum zwischen 1995 und 2025 in den Modelluntersuchungen betrachtet. Um den Wärmebedarf und -verbrauch adäquat abzubilden, wird der jährliche Spitzenbedarf und Gesamtwärmeverbrauch bilanziert.

Die exemplarischen Versorgungsfälle der Nah- und Fernwärmeversorgung wurden mit Hilfe einer modifizierten Siedlungstypmethode bestimmt. Hierfür wurden Luftbildaufnahmen des Programms D-SAT, Version 2.0 /Georg et al. 1997/ verwendet. Die Aufnahmen entstanden Mitte 1997, mit einer Auflösung, die problemlos eine gebäudescharfe Auswertung ermöglicht. Mit Hilfe des in der Software enthaltenen Vermessungswerkzeug können sowohl Strecken als auch Flächen der Luftbildaufnahmen am Bildschirm gemessen werden. Dadurch können Gemeinden entsprechend in die in Kapitel 7.2 aufgelisteten Siedlungstypen unterteilt werden. Da es im Weiteren möglich ist Straßenlängen, Abstände zwischen den Straßen, Abstände zwischen den Gebäuden und den Straßen sowie Flächen von Gebieten, Grundstücken und einzelnen Gebäuden präzise zu bestimmen, ist eine statistische Auswertung von Gemeinden möglich um die Siedlungstypen mit Hilfe dieser Größen zu charakterisieren.

Mit Hilfe dieses Näherungsverfahrens kann die unzureichende Datenlage zur Beschreibung des Ist-Zustandes der Wärmeversorgung ergänzt werden. Das vollständige Erfassen der notwendigen Daten gestaltet sich schwierig, da digitalisierte kartographische Daten (z. B. AKTIS⁸⁵ und ALK⁸⁶) in GIS-Systemen nur teilweise erfaßt sind und um Informationen über Gebäudetyp und bestehende Heizungssysteme (Energieträger, Leistung und Alter) zu ergänzen sind. Im Weiteren ist das Datenformat der digitalisierten Informationen über die leitungsgebundene Versorgung der EVU's nur teilweise kompatibel mit dem Datenformat der statistischen Vermessungsämter. Die verwendeten exemplarischen Versorgungsfälle werden im Kapitel 7.2 beschrieben.

7.2 Beschreibung der Siedlungstypen und deren Vernetzung

Wie bereits in Kapitel 2.1.1 aufgezeigt, können mit Hilfe der Siedlungstypmethode Stadtgebiete oder allgemein bebaute Flächen in Siedlungstypen (Teilgebiete mit gleichen charakteri-

⁸⁵ Amtliches Topographisches-Kartographisches Informationssystem. Dieses besteht aus drei digitalen Landschaftsmodellen (DLM), welche die Landschaft in geometrischer Qualität der topographischen Karten im Maßstab 1:25000, 1:200000 und entsprechend der internationalen Weltkarte 1:1000000 beschreibt.

⁸⁶ Automatisierte Liegenschaftskarten. Diese besteht aus der Grunddatei (beinhaltet z. B. Flurstück, Gemarkung, politische Grenzen, Gebäude), Punktdaten und Dateien der Messungselemente.

stischen Merkmalen) unterteilt werden. Die verwendeten Siedlungstypen (ST) können wie folgt beschrieben werden:

ST 0 - Freistehende Einzelgebäude

- Bei diesem Siedlungstyp handelt es sich um meist freistehende Einzelgebäude, abgelegen von weiterer Bebauung.
- Die Gebäudevielfalt ist bei diesem Siedlungstyp groß, da Einfamilienhäuser, kleine Mehrfamilienhäuser und kleine Sonderbauten (z. B. Gaststätten oder Aussiedlerhöfe) beobachtet werden.

ST 1- Lockere offene Bebauung

- Die lockere offene Bebauung, die auch als „Streusiedlung“ bezeichnet werden kann, ist in Vorortgemeinden meist als Ausläufer von Einfamilienhaussiedlungen (ST 2) zu finden. Die unregelmäßige Bebauung wurde in Großstädten teilweise durch die Teilung der Grundstücke und den nachträglichen Bau von Einfamilienhäusern verdichtet.
- Die Wohngebäude sind fast vornehmlich 2-geschossig und größer als in den durchschnittlichen Einfamilienhaussiedlungen. Sie sind meistens freistehend bzw. einseitig angebaut an Garagen.

ST 2 - Einfamilienhäuser- u. Doppelhäuser-Siedlung

- Die Einfamilienhaussiedlung repräsentiert überwiegend Wohngebiete, die an Stadträndern und in Vorortgemeinden gelegen ist. Der Siedlungstyp ist mit einem dichten regelmäßigen Straßennetz erschlossen.
- Die freistehenden Einfamilienhäuser sind mit 1 ½ bis 2 ½ Geschossen gebaut. Die Bandweite der Gebäudegröße ist aufgrund der unterschiedlichen Bauzeiten relativ groß. Sie reicht von sehr kleinen Arbeiterwohnhäusern der 30er Jahre bis zu großvolumigen Villen und kleinen Mehrfamilienhäusern.

ST 3a - Ehemaliger Dorfkern

- Der Siedlungstyp „ehemaliger Dorfkern“ befindet sich vornehmlich in Groß- und Mittelstädten. Hierbei handelt es sich um dicht bebaute Mischgebiete.
- Im Gegensatz zu Siedlungstyp 3b fehlt der eigentliche Dorfkern und der Straßenverlauf ist regelmäßig rechteckig. Die Gebäude sind direkt an den Gehweg gebaut. Knapp die Hälfte der Gebäude ist aneinander gebaut.

ST 3b - Ländlicher Dorfkern

- Der Siedlungstyp „ländlicher Dorfkern“ befindet sich vornehmlich in kleinen Eingemeindungen von Großstädten und im ländlichen Raum. Er ist durch einen zentralen Platz gekennzeichnet von dem aus sternförmig die Straßen weglaufen. Das Straßennetz ist mehr von topographischen, wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bedingungen als von geometrischen Verläufen geprägt.
- Der Siedlungstyp weist eine dichte Bebauung auf. Die Gebäude sind meistens aneinander und direkt an den Gehweg gebaut. Sie bestehen teilweise aus Fachwerk- und aus

Mauerwerkbauten. Die Wohngebäude sind 1 ½- bis 2-geschossig und weisen zu ca. 75 % ein ausgebautes Dachgeschoß auf.

ST 4 - Reihenhäuser

- Der Siedlungstyp „Reihenhäuser“ befindet sich in Vororten und an Stadträndern meist in Verbindung mit ST 2. Im Siedlungsgebiet befinden sich vornehmlich Reihenhäuser.
- Das Gebiet ist engmaschig geometrisch durch Straßen erschlossen. Die Häuserzeilen sind dicht und überwiegend parallel angeordnet.

ST 5a - Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser

- Der Siedlungstyp ist erst ab Anfang der 80er Jahre entstanden. Er besteht beinahe überwiegend aus kleinen Mehrfamilienhäusern, die mit einem engen geometrischen Netz von Straßen erschlossen sind.
- Die Wohngebäude sind fast zum Großteil 2-geschossig, das Dachgeschoß ist vollständig ausgebaut. Die Gebäude sind freistehend bzw. einseitig angebaut an Garagen.

ST 5b - Zeilenbebauung mit kleinen und größeren Mehrfamilienhäusern

- Die Zeilenbebauung (bis max. 115 m Gesamtlänge) ist zum großen Teil in der Nachkriegszeit gebaut worden. Die Wohnblocks sind grobmaschig erschlossen. Sie befinden sich vorwiegend am Stadtrand von Groß- und Mittelstädten.
- Die großen Mehrfamilienhäuser sind 3- bis 5-geschossige Wohnbauten, die als 2-, 3- und 4-Spanner angeordnet sind.

ST 6 - Zeilenbebauung mit großen hohen Mehrfamilienhäuser oder Hochhäusern

- Typisch für den Siedlungstyp ist die Randlage von Städten („Trabantenstädte“). In Abhängigkeit des Baualters sind Hochhäuser in Form von Scheibenhäuser⁸⁷ oder Wohncluster⁸⁸ zu beobachten, die im großen Gebäudeabstand voneinander stehen.
- Der Siedlungstyp wird verkehrstechnisch in erster Linie über Sackgassen erschlossen, die von einer Umgehungsstraße um das Siedlungsgebiet abzweigen.

ST 7a - Blockbebauung niedriger Dichte

- Der Siedlungstyp 7a befindet sich in Innenstadtbereichen von Großstädten. Die Straßenführung ist beinahe quadratisch. Typisches Merkmal sind die innen liegenden großen Freiflächen und die Hauptorientierung der Wohnungen auf die Straße.
- Zu diesem Siedlungstyp gehören die großen Mehrfamilienhäuser und Villen der Jahrhundertwende, die zusammen ganze Straßenblöcke bilden. Die Einzelgebäude sind meistens 3-geschossig. Die Gebäude sind teilweise aneinander gebaut.

ST 7b - Blockbebauung hoher Dichte

- Siedlungstyp 7b unterscheidet sich von Siedlungstyp 7a dahingehend, daß die gewerbliche Nutzung der unteren Etagen der großen Mehrfamilienhäuser verbreitet ist und

⁸⁷ Unter Scheibenhäuser werden sehr große, punktartige, rechteckige, einzeln stehende Gebäude verstanden.

⁸⁸ Unter Wohncluster werden große, wabenförmige und teilweise terrassenförmige Gebäude mit unregelmäßigem Grundriß verstanden.

die innen liegenden großen Freiflächen mit Gebäuden bebaut sind. Diese können nur durch Zufahrten in den Innenhof erreicht werden.

- Die Einzelgebäude sind meistens 3-geschossig und aneinander gebaut.

ST 8 - Citybebauung

- Siedlungstyp 8 kennzeichnet die Citybebauung sehr hoher Dichte. Sie erstreckt sich in den meisten Städten vom Bahnhof bis zum Zentrum. Sie grenzt häufig an die mittelalterliche Altstadt an.
- Große kompakte Gebäude kennzeichnen das Gebiet. Teilweise sind bei der Citybebauung ganze Blöcke (vgl. Siedlungstyp 7a und 7b) durch wenige Gebäude vollständig überbaut. Die Gebäudenutzung variiert je nach Lage zwischen ausschließlichen Geschäfts-, Dienstleistungs-, Verwaltungs- und reinen Wohngebäuden.

ST 9 - Historische Altstadt

- Siedlungstyp 9 entspricht dem mittelalterlichen Stadtkern. Diese ist durch die geschlossene Bebauung mit verhältnismäßig hohen 3 ½-geschossigen Gebäuden gekennzeichnet.
- Typisch ist ein verwinkeltes Erschließungsnetz von Straßen und Gassen mit öffentlichen Plätzen.

ST 10a - Öffentliche Sonderbauten (groß)

- Bei dem Siedlungstyp 10a öffentliche Sonderbauten (groß) kann zwischen einzelnen großen Sonderbauten (Schulzentrum oder Krankenhäuser) und Gebieten mit großen Sonderbauten (z. B. Universitätsgelände oder Kasernen) unterschieden werden.
- Gebiete mit großen Sonderbauten werden in erster Linie über Sackgassen erschlossen, die von einer umlaufenden Ringstraße abzweigen.

ST 10b - Öffentliche Sonderbauten (klein)

- Bei dem Siedlungstyp 10b öffentliche Sonderbauten (klein) existieren keine größeren Ansammlungen von kleinen Sonderbauten (z. B. Schulen, Kindergarten u. a.). An die Siedlungstypen 2, 5a, 5b, 6, 7 schließen sich oft ohne städtebauliche Integration kleine öffentliche Sonderbauten an, die meistens von kleinen Grünanlagen bzw. Freiflächen umgeben sind.

ST 11a - Industriebauten

- Siedlungstyp 11a beinhaltet große Industriebauten mit meist unregelmäßigem Grundriß. Oft werden mehrere Gebäude unterschiedlichster Nutzung (Produktions-, Lager- und Bürogebäude) zu einem „Werksgelände“ zusammengefaßt. Der Prozeßwärmebedarf variiert stark in Abhängigkeit der produzierten Produkte. Zwischen den einzelnen Gebäudekomplexen befinden sich große meist versiegelte Flächen.
- Der Siedlungstyp befinden sich sehr häufig in Stadtrandlage mit guter Verkehrsanbindung (z. T. mit Bahnanschluß).

ST 11b - Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten

- Dieser Siedlungstyp beinhaltet große von der Straße zurückversetzte Gewerbe-, Dienstleistungs- und Lagerbauten mit unregelmäßigen Grundrissen. Reine Gewerbe- und Industriegebieten sind vereinzelt ab ca. 1948, vermehrt ab den 70er Jahren entstanden.
- Der Siedlungstyp liegt meist in verkehrsgünstiger Stadtrandlage. Das Gebiet ist mit einem großmaschigem orthogonale Straßennetz erschlossen. Oftmals führen Ringstraßen um den Siedlungstyp herum.

ST 12 - Sonstige Versorgungsgebiete und -gelände

- Siedlungstyp 12 beinhaltet die bisher nicht berücksichtigten Versorgungsgebäude und -gelände. Hierbei handelt es sich meistens um Sportanlagen wie Tennishallen, Tennisplätze, Freibäder, Sportplätze teilweise mit dazugehörigen Nebengebäuden sowie um Gärtnereien mit Gewächshäusern.

Ziel der Typisierung von Siedlungsgebieten ist es, für bestehende Bebauungsgebiete den Wärmebedarf bzw. -verbrauch und mögliche Verlegestrategien innerhalb von Siedlungsgebieten leitungsgebundener Versorgungssysteme zu bestimmen. Daher wurden für die Charakterisierung der Siedlungstypen die folgenden Eigenschaften von Gebäuden, Gebäude-dichte und Straßenverlauf bestimmt:

- *Gebäudetyp*: Gebäudetypologie in Anlehnung an IKARUS /Gülec et al. 1994/.
- *Baualter*: Das Baualter legt den Erbauungszeitraum der Gebäude fest. Aus der Kombination des Gebäudetyps und des Baualters kann der spezifische Wärmebedarf abgeschätzt werden.
- *Gebäudegrundfläche*: Entspricht der Bandbreite der beobachteten Gebäudegrundflächen.
- *Ø Grundfläche*: Durchschnittliche Gebäudegrundfläche aller Gebäude des ST-Typs.
- *Anzahl der Gebäude*: Anzahl der Gebäude auf ein km² Siedlungsfläche des ST-Typs.
- *Abstand zw. Gebäude und Straße*: Abstand zwischen Straßenrand, d. h. Gehwegkante, und Gebäude (= Breite des Gehwegs + Breite des Vorgartens).
- *Ø Abstand zw. Gebäude und Straße*: Durchschnittlicher Abstand zw. Gebäude und Straße
- *Anzahl einzelner Blöcke*⁸⁹: Anzahl der Blöcke bezogen auf einen km² des ST-Typs.
- *Ø Grundfläche eines Blockes*: Die Fläche des Blocks dient zur Abschätzung der überbauten Fläche des Blocks.
- *Ø Anzahl Gebäude pro Block*: Durchschnittliche Anzahl der Gebäude innerhalb eines Blocks.

⁸⁹ Unter Baublock (Block) wird eine von Straßen allseitig umschlossene Gruppe von Parzellen verstanden, auf denen die Gebäude mit der Frontseite zur Straße orientiert sind und mindestens auf zwei Seiten mit Gebäuden bebaut sind.

- *Abstand zwischen parallelen Straßen:* Der Abstand zwischen parallelen Straßen entspricht bei beinahe orthogonalem Straßenverlauf der kürzeren Seite des Straßenrechtecks.
- *Ø Abstand zwischen parallelen Straßen:* Durchschnittlicher Abstand zwischen zwei parallelen Straßen.
- *Abstand zwischen Kreuzungen:* Der Abstand zwischen Kreuzungen entspricht der längeren Seite des Straßenrechtecks.
- *Ø Abstand zwischen Kreuzungen:* Entspricht dem durchschnittlichen Abstand zwischen zwei Kreuzungen.
- *Gesamtlänge der Straßen:* Entspricht der additiven Länge aller Straßenabschnitte innerhalb eines Gebietes, bezogen auf einen km² Fläche des Siedlungstyps.
- *Anzahl vom Zentrum abgehender Straßen:* Bei einem nicht orthogonalem Straßenverlauf können mehrere Straßen (speziell bei Siedlungstyp 3b) vom Zentrum (z. B. Dorfplatz) weglaufen, deren Anzahl hierdurch erfaßt wird.
- *Abstand zwischen Straßenabzweigungen:* Ist kein rechteckiger Straßenverlauf im Siedlungsgebiet zu beobachten bzw. existieren nur Sackgassen, die von einer Erschließungsstraße abzweigen, so kann nur der Abstand zwischen zwei Kreuzungen bzw. Straßenabzweigungen bestimmt werden.
- *Ø Abstand zwischen Straßenabzweigungen:* Durchschnittlicher Straßenabstand zwischen zwei Kreuzungen.

Die für die einzelnen Siedlungstypen (ST1-ST10a, ST 11b) charakteristischen Merkmale, unterteilt in Gebäude-, Block- Straßenmerkmale, sind in Tabelle 7-1 aufgelistet.

Tabelle 7-1: Charakteristische Merkmale der Siedlungstypen

Siedlungstyp	ST 1	ST 2	ST 3a	ST 3b	ST 4	ST 5a	ST 5b	ST 6	ST 7a	ST 7b	ST 8	ST 9	ST 10a	ST 11b	
Gebäude-merkmale	Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	Einfamilienhäuser u. Doppelhäuser (Streusiedlung)	städtischer Dorfkern	ländlicher Dorfkern	Reihenhäuser	Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern	Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern	Blockbebauung niedriger Dichte	Blockbebauung hoher Dichte	Citybebauung	Historische Altstadt	Öffentliche Sonderbauten (groß)	Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten	
	Gebäudetypen ¹⁾	EFH, ZFH	EFH, ZFH, KMH u. GMH	EFH, ZFH, KMH u. GMH	EFH, ZFH, KMH u. GMH	RDH	KMH	KMH und GMH	Wohncluster, HH, Schreibenhäuser	KMH, GMH	KMH, GMH, Sonderbauten	EFH, ZFH, KMH u. GMH	große Sonderbauten	große Sonderbauten	
	Baualter	ab 1918	ab 1918	ab 1918	ab 1918	ab 1960	ab 1978	1948-67	1960-78	ab 1918	ab 1918	ab 1800	ab 1918	ab 1948	
	Gebäudegrundfläche	[m ²] 102-255	79-229	100-480	100-480	80-110	130-350	87- 210	90- 1108	90- 1100	200- 2000	116- 8585	66-2340	150-8430	110-18000
	Ø Gebäudegrundfläche	174	136,4	175	175	90	224	156	323	276	335	843	166	1550	1450
	Anzahl der Gebäude	766	1257	1555	1555	1914	1524	1172	661	1541	1484	901	2293	226	340
	Abstand zw. Gebäude und Straße	[m] 4 - 35	2,8 - 18	1 - 20	1 - 20	3 - 21	4 - 15	2 - 32	5 - 39	3 - 35	3 - 20	3 - 8	1,5 - 30	5 - 75	6 - 86
	Ø Abstand zw. Gebäude und Straße	18	7	3	3	9	7	9	17	4	4	6	3	20	25
	Block-merkmale	Anzahl einzelner Blöcke	-	-	-	-	-	-	-	17-20	99	90	-	-	-
		Ø Grundfläche der Blöcke	[ha]	-	-	-	-	-	-	1,37	1.268	0,924	-	-	-
Straßen-merkmale	Ø Anzahl Gebäude pro Block	[l]	-	-	-	-	-	-	21	19	8	-	-	-	
	Abstand zw. parallelen Straßen	[m]	50-293	29-145	32-118	-	38-97	32-135	-	23-191	33-139	25-154	15-125	-	52-267
	Ø Abstand zw. parall. Straßen	[m]	115	74,7	76,6	-	63	87,5	84	91	98	73,1	51,1	-	131,1
	Abstand zwischen Kreuzungen	[m]	99-900	65-605	80-192	-	49-176	52-338	-	72-353	49-390	51-257	36-235	-	188-705
	Ø Abstand zw. Kreuzungen	[m]	352	165,4	123,9	-	102	130,8	165	162	137	113,3	93,6	-	397,5
	Abstand zw. zwei Kreuzungspunkten	[m]	-	-	-	17-451	15-115	14-158	16-557	-	-	-	12-184	25-432	-
	Ø Abstand zw. zwei Kreuzungspunkten	[m]	-	-	-	79,6	58	84	143	-	-	-	58	121,4	-
Gesamtlänge der Straßen	[m]	16931	21839	19998	18554	30380	17725	17341	25994	22385	24035	28062	11540	8547	

¹⁾ EFH (Einfamilienhaus), RDH (Reihenhäuser oder Reihendoppelhaus), KMH (Kleines Mehrfamilienhaus), GMH (Großes Mehrfamilienhaus), HH (Hochhaus)

Für die Siedlungstypen ST10b (öffentliche Sonderbauten klein), ST11a (Industriebauten) und ST12 (Sonstige Versorgungsgebäude und -gebiete) ist aufgrund der Größe der Siedlungsgebiete und der Vielfalt der Nutzung keine allgemeine Beschreibung möglich. Hierbei handelt es sich meistens um bezüglich der Wärmeversorgung abgeschlossene Einheiten. Der Siedlungstyp ST10b enthält meist nur zwei bis maximal sieben kommunale Gebäude. Diese Objekte gelten heute am ehesten für die BHKW-Versorgung geeignet. In Siedlungstyp 11a kann aufgrund der unterschiedlichen hergestellten Produkte der Prozeßwärmebedarf stark variieren.

Basierend auf den statistischen Auswertungen der Siedlungstypen können unterschiedliche Basisbausteine für die Siedlungstypen bestimmt werden. Die Basisbausteine sind in Abbildung 7-1 dargestellt. Sie beinhalten den für den Siedlungstyp charakteristischen Straßenverlauf, die Anordnung Gebäude - Straße und die Anzahl der Gebäude pro Zelle.

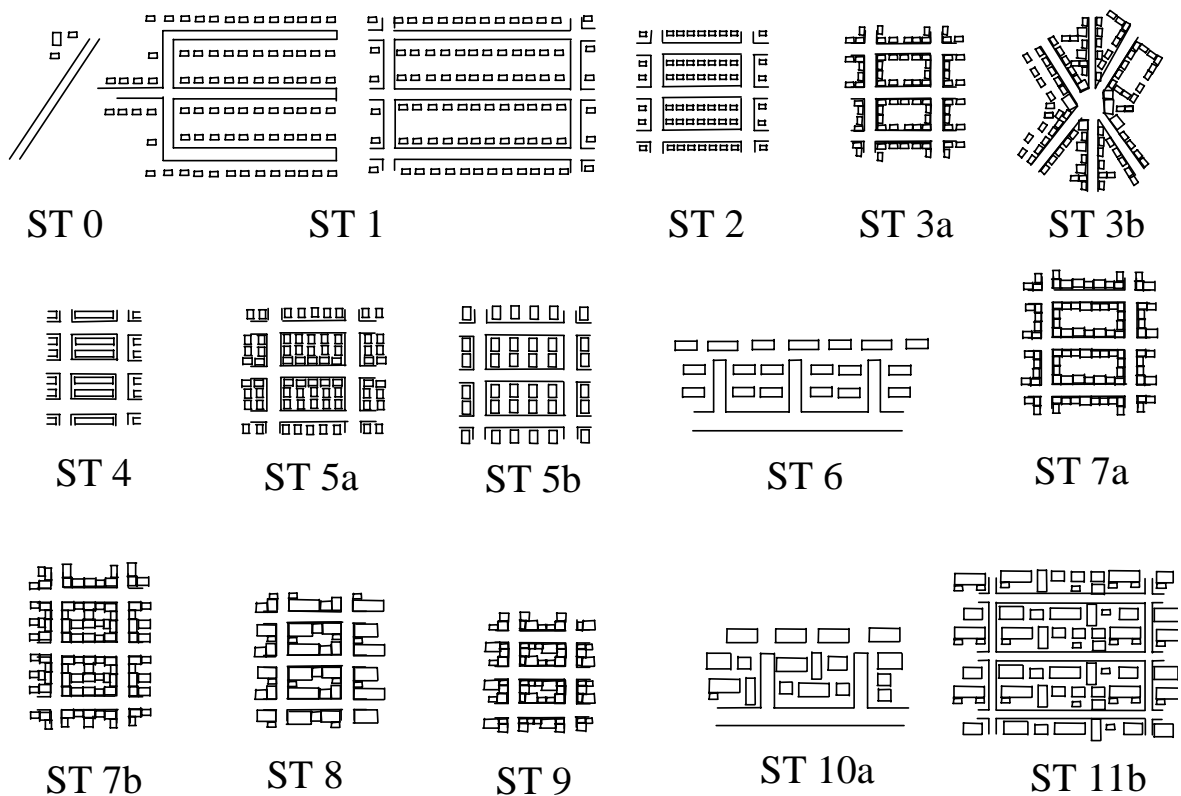


Abbildung 7-1: Basisbausteine der Siedlungstypen

Um die Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme innerhalb der Siedlungstypen zu analysieren, wurden die Siedlungstypen im Flächenmodell abgebildet. Da ein Siedlungstyp einerseits durch den Straßenverlauf (Abstand der parallelen Straßen und der Kreuzungen) und den Abstand zwischen Straßen und Gebäude charakteristisch ist, ist ein möglicher Verlegeort vorgegeben. Das mögliche Verteilungsnetz wurde daher entsprechend des Straßenverlaufs mit Hilfe von Verteilungsknoten und deren Verbindungen innerhalb des Flächenmodells abgebildet (vgl. auch Kapitel 6.1.1). Die Gebäude zwischen zwei Kreuzungs-

knoten wurden zu Verbrauchergruppen aggregiert. Die Anzahl der Gebäude, die einer Senke zugeordnet werden, variieren in Abhängigkeit der Anzahl der Gebäude pro km² Siedlungsfläche und der Fläche zwischen jeweils zwei parallelen Straßen und zwei Kreuzungen (vgl. Tabelle 7-1). Die innerhalb des Siedlungstyps hauptsächlich vorkommenden Gebäudetypen sind in Tabelle B-12 bis Tabelle B-17 spezifiziert. Die Zusammensetzung der Verbrauchergruppen unterscheidet sich innerhalb eines Siedlungstyps, da der Abstand zwischen parallelen Straßen und zwischen Kreuzungen unterschiedlich groß ist und bei der statistischen Verteilung der Gebäude nur ganze Gebäudetypen an den Knoten berücksichtigt wurden. Da innerhalb des Flächenmodells den Gebäudetypen Verbrauchswerte (vgl. Gebäudematrix Tabelle 2-2) zugeordnet sind kann einerseits die Liniendichte des Wärmeverbrauchs andererseits die Wärmebedarfsdichte bestimmt werden. In Abbildung 7-2 ist die Wärmehöchstlastdichte für die einzelnen Siedlungstypen dargestellt. Die Wärmehöchstlastdichte schwankt zwischen dem minimalen und maximalen Wert, da die Zusammensetzung des Gebäudebestandes und das Baualter der Gebäude variieren kann.

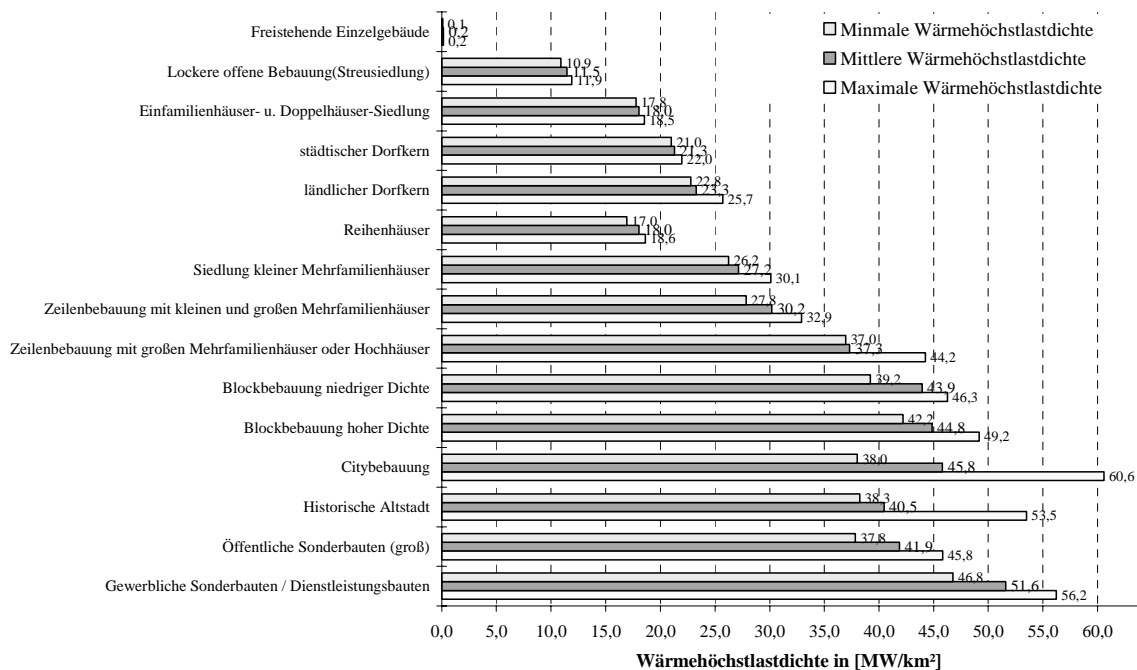


Abbildung 7-2: Minimale, mittlere und maximale Wärmehöchstlastdichte der verschiedenen Siedlungstypen

Basierend auf den Basisbausteinen können Siedlungsgebiete eines bzw. mehrerer Siedlungstypen durch Aneinanderreihung der Basisbausteine modellhaft aufgebaut werden (vgl. Abbildung 7-3). Im Extremfall ergibt eine Aneinanderreihung vieler unterschiedlich großer Siedlungstypen eine Stadt bzw. ein Stadtgebiet, das sich aus mehreren Stadtteilen zusammensetzt.

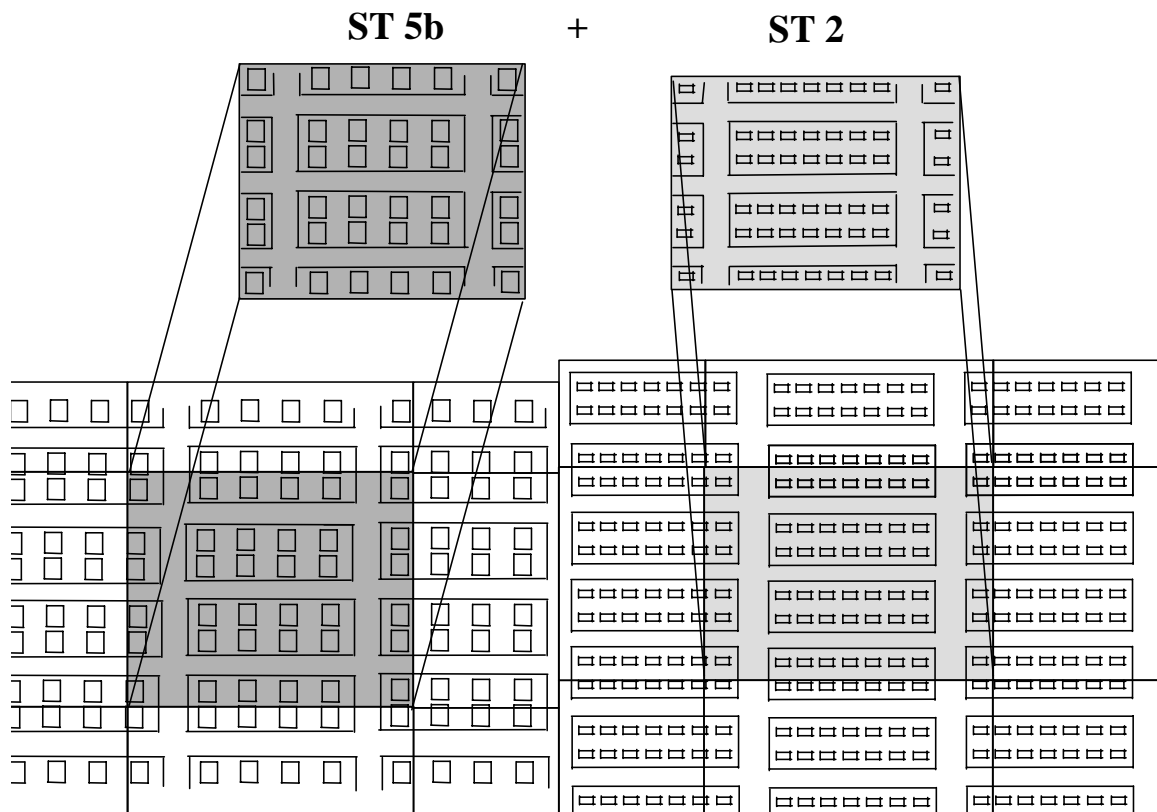


Abbildung 7-3: Modellhafter Aufbau von Siedlungsgebieten, bestehend aus mehreren Siedlungstypen

In Abbildung 7-4 ist das für die Untersuchung der Wärmeversorgungsstruktur verwendete exemplarische Versorgungsgebiet dargestellt. Hierfür wurden die Luftbilder einer Modellgemeinde ausgewertet indem zuerst die Modellgemeinde entsprechend den vorher definierten Siedlungstypen unterteilt wurde. Die Abgrenzungen, die Größe und der Siedlungstyp wurde in der entsprechenden topographische Karte vermerkt.

Insgesamt kann 3,6 % der Siedlungsfläche dem Typ Streusiedlung (ST 1), 36,2 % einer Einfamilien- und Doppelhaussiedlung (ST 2), 5,3 % dem städtischen Dorfkern (ST 3a), 2,9 % der Reihenhaussiedlung (ST 4), 2,5 % der Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser (ST 5a), 14,6 % der kleiner und großer Mehrfamilienhäuser (ST 5b), 1,8 % der Hochhäuser (ST 6) und 0,6 % der Citybebauung (ST 8) zugewiesen werden. Der Anteil der Siedlungstypen mit vorwiegenden Sonderbauten umfaßt insgesamt 26,4 % (15,3 % öffentliche Sonderbauten (ST 10b), 11,1% Gewerbliche Sonderbauten (ST 11b)). In der prozentualen Zusammensetzung entspricht das Siedlungsgebiet einer mittelgroßen Stadt in Baden-Württemberg.

Um die optimale Wärmeversorgung des Versorgungsgebietes zu untersuchen, wurde die Zusammensetzung aus den einzelnen Siedlungstypen als Flächenmodell abgebildet. Hierfür wurden die unterschiedlichen Flächenstücke des Untersuchungsgebietes durchnummeriert und Senken zugeordnet. In Abhängigkeit der Größe des Flächenstückes und des

Siedlungstyps wurde mit Hilfe der Basisbausteine unterschiedlich große Verteilungsnetze und die Verbraucherstruktur innerhalb des Flächenstückes abgebildet.



Abbildung 7-4: Exemplarisches Siedlungsgebiet für die Untersuchung der Nah- und Fernwärmeversorgung

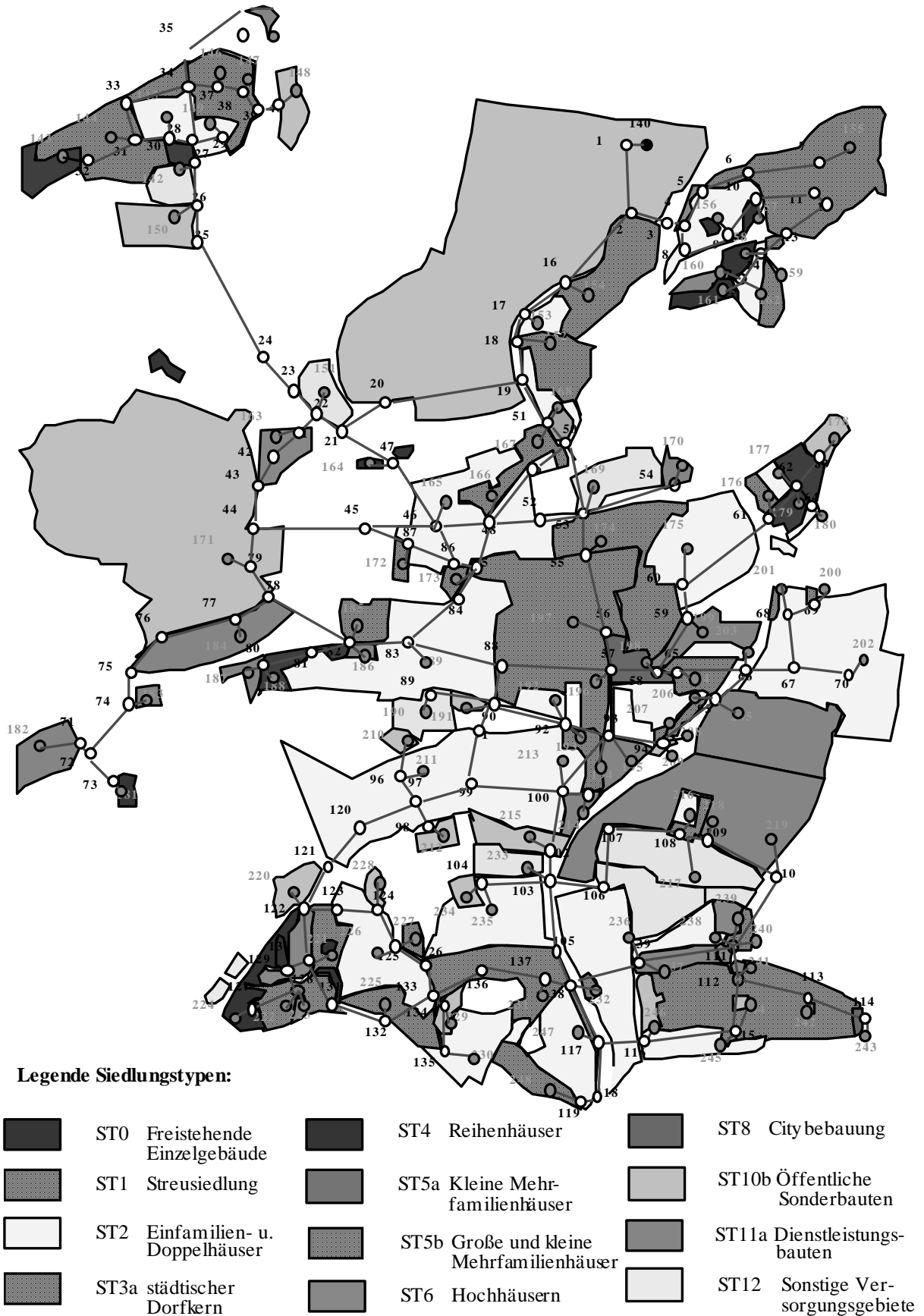


Abbildung 7-5: Mögliche Vernetzung des Siedlungsgebietes für die Fernwärmeversorgung

Im Weiteren wurde aus den Luftbildaufnahmen des gesamten Untersuchungsgebietes geeignete Straßenverläufe für eine mögliche Hauptverteilung der Fernwärmeversorgung ausgewählt. Die ausgewählten Straßenverläufe wurden in Form von Verteilungsknoten mit Verbindungen und möglichen Abzweigungen zu Senken (Flächenstücke eines Siedlungstyps) im Modell abgebildet. Gleichzeitig wurde die Distanz zwischen den Verbindungsknoten erfasst. Abschließend wurde der Standort eines Heizkraftwerkes bzw. eines Heizwerkes ausgewählt und entsprechend als Quelle mit Verbindung zum Verteilungsnetz in das Flächenmodell integriert. Das Verteilungsnetz mit Quelle, Verteilungsknoten und Senken des Flächenmodells ist in Abbildung 7-5 skizziert.

Für die Analyse der Nahwärmeversorgung in Siedlungstypen ist es prinzipiell denkbar, jede beliebige Größe eines Siedlungstypen zu betrachten (vgl. Abbildung 7-6). Jedoch sind die spezifischen Wärmegestehungskosten der Nahwärmeversorgung stark abhängig von der Kostendegression der Erzeugungsanlagen (z. B. des BHKW (vgl. auch Abbildung 3-4 oder Kapitel 3.1)) d. h. von der Größe des zu versorgenden Siedlungsgebietes. Außerdem haben statistische Auswertungen ganzer Städte gezeigt, daß Siedlungstypen häufiger mit der gleichen Flächengröße innerhalb einer Stadt vorkommen. Daher werden für die Analyse der Nahwärmeversorgung die zwei Flächengrößen (häufigste und durchschnittliche) herangezogen (vgl. Kapitel 7.4). In Tabelle 7-2 sind die verwendeten Flächengrößen für die einzelnen Siedlungstypen aufgelistet.

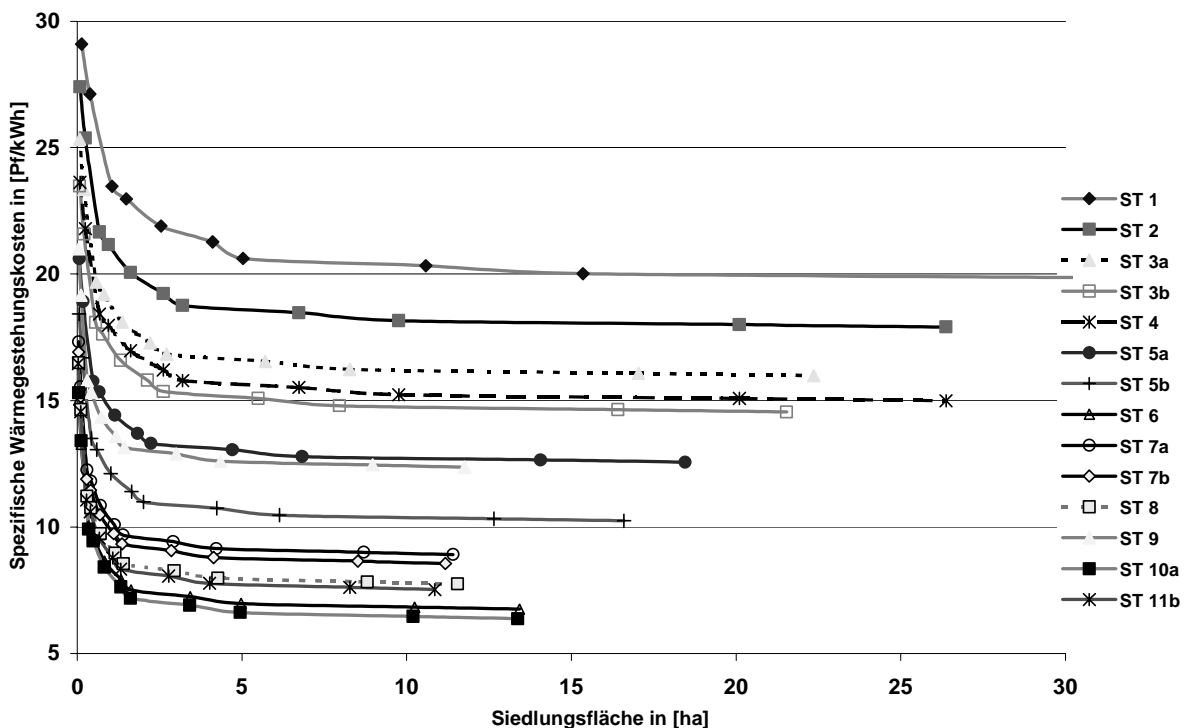


Abbildung 7-6: Spezifische Wärmegestehungskosten der Nahwärmeversorgung in Abhängigkeit des Siedlungstypen und dessen Größe

Tabelle 7-2: Größe und Häufigkeit der Siedlungstypen in einer mittelgroßen Stadt

Siedlungstypen	Häufigste Flächen- größe	Wärmehöchstlast des Siedlungstyps mit der häufigsten Flächengröße	Anteil der häu- figsten Flächen- größe an der Ge- samtfläche des Siedlungstyps	Durch- schnittliche Fläche	Wärmehöchst- last des Sied- lungstyps mit der durchschnitt- lichen Flächen- größe	% Anteil an der Ge- samtfläche
	[ha]	[MW]	[%]	[ha]	[MW]	[%]
ST 1	15,0	0,20	12,8	11,2	1,28	5,3
ST 2	1,1	2,47	11,2	7,5	1,35	18,5
ST 3	11,6	2,70	17,2	15,5	3,30	5,4
ST 4	1,1	0,20	24,7	2,7	0,49	2,4
ST 5a	1,1	0,30	15,3	3,7	1,00	2,6
ST 5b	1,6	0,48	12,5	5,7	1,72	18,0
ST 6	1,1	0,41	17,4	4,6	1,72	3,8
ST 7a	3,6	1,58	9,7	9,5	4,17	3,5
ST 7b	4,6	2,06	18,7	14,7	6,59	2,8
ST 8	9,7	4,44	50,0	30,1	13,79	1,4
ST 9	7,8	3,16	50,0	4,9	1,98	0,1
ST 10a	5,1	2,14	11,1	13,4	5,61	5,8
ST 11b	1,1	0,57	22,9	7,1	3,66	13,4

Aus Tabelle 7-2 ist ersichtlich, daß die Wärmehöchstlast bei der am häufigsten ermittelten Siedlungsfläche eines Siedlungstyps zwischen 0,2 und 4,4 MW variiert. Die maximale Wärmehöchstlast ergibt sich für den Siedlungstyp ST 8 (Citybebauung). Für die Siedlungstypen ST 10a, ST 9, ST 7b, ST 3b, ST 3a ist der Gesamtwärmebedarf der häufigsten Siedlungsfläche über 2 MW. Bei den Siedlungstypen ST 7a und ST 7b liegt die Wärmehöchstlast der häufigsten Siedlungsfläche zwischen einem und 2 MW und bei den restlichen Siedlungstypen unter einem MW. Im Vergleich dazu kann die Wärmehöchstlast der durchschnittlichen Flächengröße erheblich von der Wärmehöchstlast der häufigsten Fläche abweichen.

7.3 Szenariendefinition

Aufgrund der Wärmehöchstlast- und -verbrauchsichten ergeben sich in Abhängigkeit der Gesamtfläche aller Einzelflächen eines Siedlungstyps unterschiedlich große technische Potentiale für die einzelnen Siedlungstypen. Durch Summation der Potentiale der Siedlungstypen kann beispielsweise das technische Gesamtpotential von Nahwärmenetzen eines Gebietes bestimmt werden. Dieses Gesamtpotential kann aufgrund immaterieller und materieller Hemmnisse nur teilweise erschlossen werden. Die verschiedenen Hemmnisse, die die Erschließung des technischen Potential beeinflussen, sind in Tabelle 7-3 aufgelistet. Neben der Entwicklung des Wärmeverbrauchs sind strukturelle Hemmnisse wie beispielsweise das Eig-

ner/Nutzer Dilemma⁹⁰, das Auswirkungen auf den Anschlussgrad und –dauer hat, zu berücksichtigen.

Tabelle 7-3: Hemmnisse für die Erschließung des technischen Potentials von Nah- und Fernwärmenetzen

Hemmnisse	Grund für das Hemmnis	Berücksichtigung im Modell
Unsichere Energieabnahme	Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle	Szenarien des Wärmeverbrauchs
	Unterschiedliches Nutzerverhalten/Schwankungen zwischen theoretischen und realen Vollbenutzungsstunden	Szenarien des Wärmeverbrauchs
Strukturelle Hemmnisse	Eigner/Nutzer Dilemma	Variation des Anschlussgrades bzw. -dauer
	„Besitzer der Wärmequelle“	Variation des Anschlussgrades bzw. -dauer
	Fehlende Initiative zur Gruppenbildung	Variation des Anschlussgrades bzw. -dauer

Die Wirtschaftlichkeit der Nah-/Fernwärmeversorgung wird, neben den Konkurrenzsystemen und deren Kosten, hauptsächlich von den Annahmen bezüglich den Energieträgerpreisentwicklung und bei KWK-Anlagen von den möglichen Stromerlösen beeinflusst. Da die Nah- bzw. Fernwärmeversorgung kapitalintensiv ist, ist das Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsanalyse vom Anschlußgrad und –dauer der Verbraucher abhängig. In Tabelle 7-4 sind die Faktoren, die den wirtschaftlichen Auf- bzw. Ausbau der Nah-/Fernwärmeversorgung beeinflussen, zusammengefaßt.

Tabelle 7-4: Einflußfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von Nah- und Fernwärmenetzen

Einflussfaktoren	Berücksichtigung im Modell
Energiepreisentwicklung	Energiepreisszenarium
Veränderte Einspeisevergütung/Stromgutschrift	Szenarien verschiedener Stromgutschriften
Anschlußquote / Rückkopplung der strukturellen Hemmnisse	Variation des Anschlussgrades bzw. -dauer
Erschließungszeitraum	Variation des Erschließungszeitraums
Altbestand der Heizungsanlagen / Kosten der Umstellung der Heizungsanlage	Abbildung der Heizungsstruktur im Versorgungsgebiet
Vorhandene oder mögliche Erdgasversorgung	Abbildung einer möglichen Erdgasversorgung im Siedlungsgebiet

Aus den Einflussfaktoren der Tabelle 7-3 und Tabelle 7-4 kann eine Vielzahl unterschiedlicher Untersuchungsvarianten abgeleitet werden. Bei der Analyse der Nah- und Fernwärmeversorgung wird im Folgenden die Untersuchung jedoch auf die in Tabelle 7-5 zusammengestellten Varianten begrenzt.

⁹⁰ D. h. daß Investitionen des Vermieters nur teilweise Auswirkungen auf die Kaltmiete einer Wohnung haben.

Die Wärmehöchstlast eines Versorgungsgebietes beeinflusst stark die Kosten der Nahwärmeerzeugung mit Hilfe von BHKW. Daher wird bei der Analyse der Nahwärmeversorgung entsprechend der Variation der Wärmehöchstlastdichte der verschiedenen Siedlungstypen (vgl. Abbildung 7-2) zwischen minimaler, mittlerer und maximaler Wärmehöchstlast unterschieden. Für die Untersuchung der Fernwärmeversorgung wird dagegen von einer mittleren Wärmehöchstlast des Untersuchungsgebietes ausgegangen. Dafür werden jedoch die in Kapitel 7.3.1 definierten Szenarien der Entwicklung des Wärmeverbrauchs (Trend, Spar, Superspar und Optimal) berücksichtigt. Bei der Entwicklung der Energieträgerpreisen wird von einer Standardvariante (vgl. Kapitel 7.3.2) verwendet. Im Falle der Wärmeerzeugung mit KWK-Anlagen werden bei der Analyse der Nah- und Fernwärmeversorgung zwei unterschiedlich hohe Stromgutschriften verwendet (vgl. Kapitel 7.3.2). Für die Analyse der Nahwärmeversorgung werden außerdem zwei unterschiedliche Ausbauvarianten untersucht (vgl. Kapitel 7.3.4). Da größere Fernwärmeversorgungssysteme unter den heutigen ökonomischen Rahmenbedingungen von vornherein nur aufgebaut werden können, wenn ein forciertes Ausbau der Fernwärmeverteilung und Anschluß der Wärmeverbraucher erfolgt, wird auch nur dieses untersucht. Im Folgenden wird auf die untersuchten Varianten näher eingegangen.

Tabelle 7-5: Untersuchungsvarianten bei der Analyse der Nah- und Fernwärmeversorgung

	Analyse der Nahwärmeversorgung	Analyse der Fernwärmeversorgung
Wärmehöchstlast	Minimal (min.) Mittlere (mit.) Maximal (max.)	Minimal (min.) Mittlere (mit.) Maximal (max.)
Entwicklung des Wärmeverbrauchs	Trend Spar Superspar	Trend Spar Superspar Kostenoptimal Wärmedämmung
Energieträgerpreisentwicklung	Standard	Standard
Stromgutschrift	Stromgutschrift 1 Stromgutschrift 2	Stromgutschrift 1 Stromgutschrift 2
Aufbauvariante	Normaler Ausbau Forcierter Ausbau	Forcierter Ausbau

7.3.1 Entwicklung des Wärmeverbrauchs

Um die mögliche Bandbreite der Entwicklung des Raumwärmeverbrauchs abzubilden, werden drei verschiedene Entwicklungen (Trend, Spar und Superspar) im Flächenmodell vorgegeben. In einer vierten Variante (kostenoptimale Wärmedämmung) werden die Kosten möglicher Wärmedämmmaßnahmen berücksichtigt. Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs ist dann davon abhängig, ob die Kosten für die eingesparte Wärmemenge geringer sind als die

vermiedenen Brennstoffkosten der Wärmeerzeugung. Innerhalb der drei vorgegebenen Wärmeverbrauchsentwicklungen (Trend, Spar und Superspar) wird unterschieden

- nach Art und Umfang von Sanierungsmaßnahmen und
- den Zeitpunkten der durchgeführten Sanierungsmaßnahmen, d. h. dem Sanierungszyklus.

Die Maßnahmen an den unterschiedlichen Bauteilen können einzeln oder in Kombination durchgeführt werden. Die in Zukunft durchgeführten Maßnahmen richten sich nach den dann geltenden gesetzlichen Bestimmungen, der Wirtschaftlichkeit und dem technischen Stand der Sanierungsmaßnahme. Bei der Sanierung werden für die Bildung der Szenarios die in Tabelle 7-6 aufgelisteten wärmetechnischen Standards berücksichtigt.

Tabelle 7-6: Klassifikation des wärmetechnischen Standards

Bezeichnung des Standards	Wärmetechnische Klassifikation
Ist-Zustand	Wärmestandard entsprechend des Baualters und der Gebäudetypologie
WSVO' 95	2. Novellierung der Wärmeschutzverordnung
Niedrigenergiehaus ¹⁾	Energiesparverordnung 2000
Passivenergiehaus ¹⁾	Novellierung der Energiesparverordnung

¹⁾ Diese Verordnungen betreffen in erster Linie den Neubau, jedoch wird der Standard marktgängiger Baumaterialien dadurch maßgeblich beeinflusst.

Hierbei bezeichnet der Ist-Zustand den wärmetechnischen Durchschnitt aller Wohngebäude eines Typs im Jahr 1995. Der Standard WSVO'95 entspricht dem Standard entsprechend der Wärmeschutzverordnung von 1995. Um diesen Standard zu erreichen darf der Wärmedurchgangskoeffizient für die Fenster maximal 1,3 W/m²K betragen. Zusätzlich ist es notwendig die opaken Hüllflächen zu sanieren. Bei den Sanierungsmaßnahmen wird davon ausgegangen, daß die in der Tabelle 7-7 aufgeführten Grenzwerte eingehalten werden.

Wie aus Tabelle 7-7 zu entnehmen ist, wird für alle Szenarien ein technischer Fortschritt unterstellt, der bei der Umsetzung von Maßnahmen im Szenario zum Tragen kommt. Die angenommenen Entwicklungen bei den Dämmstoffen sind nicht allein durch Reduktionsziele oder Verordnungen motiviert, sondern auch dadurch, daß mittels verbesserter Dämmstoffe mit besserem k-Wert durch dünnere Dämmschichten gleiche Ergebnisse erzielt werden können. Damit sind Einsparungen in den Kosten der Logistik und Arbeitskosten für die Montage verbunden.

Das „Trend“ Szenario entspricht dem Szenario „alles geht weiter wie bisher“. Es wird davon ausgegangen, daß vor allem nur die notwendigen Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden. Die Durchführung von Sanierungsmaßnahmen im Bereich Einfamilienhäuser und Reihenhäusern bzw. Doppelhaushälften erfolgt in der Regel etwas früher als bei Mehrfamilienhäusern, da diese meistens vom Eigentümer selbst bewohnt werden. Die Aus-

führungen der Sanierungsmaßnahmen entspricht bei den Fenstern des marktüblichen Standards, da die Preisunterschiede zu Fenstern schlechterer Qualität minimal sind und die Herstellung sich nach den gesetzlichen Verordnungen im Neubau richtet.

Tabelle 7-7: Maßnahmen zu Reduzierung des Wärmebedarfes von Gebäudehüllen

Bauteil		Eigenschaften	Maßnahmen 1995-2005	Maßnahmen 2005-2015	Maßnahmen 2015-2025
Fenster		k-Wert [W/(m ² K)]	1,3	0,9	0,6
Wände	Außenwände	Dämmstoffdicke [cm]	8	12	8
		Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m·K)]	0,04	0,03	0,004
	Innenwände	Dämmstoffdicke [cm]	8	8	4
		Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m·K)]	0,04	0,03	0,004
Kellerdecken/ Oberste Geschoßdecke		Dämmstoffdicke [cm]	8	8	4
		Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m·K)]	0,04	0,03	0,004
Dach	Flachdach oder Dachboden	Dämmstoffdicke [cm]	12	12	8
		Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m·K)]	0,04	0,03	0,004
	Steildach	Dämmstoffdicke [cm]	14	18	10
		Wärmeleitfähigkeit λ [W/(m·K)]	0,04	0,03	0,004

Im „Spar“ Szenario setzt ein gewisser Wandel ein, der durch verstärkte Sanierungsmaßnahmen das Ziel hat, den Verbrauch weiter zu reduzieren, als es die Bausubstanz erfordert, wobei die Maßnahmen bereits frühzeitig umgesetzt werden. Das Handeln der Gebäudebesitzer ist durch ein ökologisches Handeln geprägt, d. h., es wird bereits vor dem Ende der technischen Lebensdauer von Bauteilen über deren Erneuerung nachgedacht und die Wirtschaftlichkeit der Maßnahme als Sanierungskriterium angesetzt.

Das „Superspar“ Szenario entspricht einem extremem Sanierungsverhalten der Gebäudebesitzer. Hierbei werden nicht notwendigerweise nur wirtschaftlich sinnvolle Maßnahmen durchgeführt, sondern der reine Verbrauchsreduktions-Gedanke überwiegt. Dies wird dadurch deutlich, daß selbst Kellerdecken wärmedämmend werden, obwohl diese in der Praxis bisher so gut wie nie nachträglich wärmedämmend wurden, da hierfür aus Gründen der Bauinstandhaltung keine Veranlassung besteht.

Die technischen Maßnahmen, die in den Szenarien umgesetzt werden, lassen sich wie folgt charakterisieren:

- Im Szenario „Trend“ werden bis 2005 vorwiegend Außenwände und Fenster von Einfamilienhäusern und Reihenhäusern saniert. Erst im Zeitraum 2006-2015 werden auch Sanierungsmaßnahmen an KMH und GMH durchgeführt. Sanierungen an Dachflächen werden erst danach durchgeführt.

- Im Szenario „Spar“ werden bereits bis zum Jahr 2005 Dachflächen saniert. Die Sanierungsmaßnahmen liegen hierbei nicht schwerpunktmäßig bei EFH und RDH sondern umfassen im gleichen Umfang auch KMH und GMH.
- Im Szenario „Superspar“ wird die Sanierungsaktivität des Szenarios „Spar“ dadurch gesteigert, daß zusätzlich Kellergeschoßdecken saniert werden.

Die ausführliche Beschreibung der Szenarien kann der Tabelle 7-8 entnommen werden.

Tabelle 7-8: Beschreibung der Szenarien

Szenarioname	Eigenschaften des Szenario	
Trend	bis 2005:	<ul style="list-style-type: none"> – Sanierung Außenwände von EFH und RDH bis Baujahr 1968 – Sanierung der Fenster bei HH Baujahr 1958-68 und EFH Baujahr 1969-1978
	bis 2015:	<ul style="list-style-type: none"> – Fensteraustausch bei KMH und GMH bis Baujahr 1978, HH Baujahr 1969-78, RDH Baujahr 1969-83 und EFH Baujahr 1979-83 – Sanierung der Außenwände KMH Baujahr 1949-68 und RDH Baujahr 1969-78
	bis 2025:	<ul style="list-style-type: none"> – Sanierung der Dachflächen von EFH und RDH bis Baujahr - 57 – Sanierung der Außenwände KMH Baujahr bis 1948 und Baujahr 1969-78, GMH Baujahr bis 1969 und HH Baujahr 1958-68 – Sanierung der Fenster KMH und GMH Baujahr 1979-83 und aller Gebäudetypen Baujahr 1984-94
Spar	bis 2005:	<ul style="list-style-type: none"> – Sanierung der Fenster von EFH und RDH bis Baujahr 78, von KMH u. GMH Baujahr 1949-68 und von HH Baujahr 1958-78 – Sanierung des Daches RDH bis Baujahr 68, EFH Baujahr bis 1918 und Baujahr 1949-68 – Sanierung der Außenwände EFH bis Baujahr 1978, RDH bis Baujahr 1968, KMH Baujahr 1949-57
	bis 2015:	<ul style="list-style-type: none"> – Sanierung der Fenster von KMH u. GMH bis Baujahr 1948 und Baujahr 1969-83, EFH und RDH Baujahr 1979-83 – Sanierung des Daches EFH Baujahr bis 1918- 48 – Sanierung der Außenwände KMH Baujahr 1958-78 und RDH Baujahr 1969-78
	bis 2025:	<ul style="list-style-type: none"> – Sanierung der Fenster aller Gebäude Baujahr 1984-94 – Sanierung des Daches KMH u. GMH Baujahr bis 1948 – Sanierung der Außenwände KMH u. GMH Baujahr bis 1948, GMH Baujahr 1958-68, HH Baujahr 1958-68 und EFH und RDH Baujahr 1979-83
Superspar	bis 2005:	<ul style="list-style-type: none"> – Sanierung der Fenster aller Gebäudetypen bis Baujahr 1978 – Sanierung des Daches EFH und RDH Baujahr bis 1968 – Sanierung der Außenwände EFH, RDH bis Baujahr 1978, KMH, GMH Baujahr 1949-78
	bis 2015:	<ul style="list-style-type: none"> – Isolierung der Kellerdecken EFH u. RDH Baujahr bis 1918 und Baujahr 1949-68 – Sanierung der Fenster aller Gebäudetypen und Baujahr 1969-78 – Sanierung des Daches EFH und RDH Baujahr 1969-78, HH Baujahr 1958-68 – Sanierung der Außenwände EFH, RDH bis Baujahr 1979-83
	bis 2025:	<ul style="list-style-type: none"> – Isolierung der Kellerdecken EFH u. RDH Baujahr 1918-49, KMH und GMH Baujahr bis 1918 und Baujahr 1949-57 – Sanierung der Fenster aller Gebäudetypen Baujahr 1984-94 und von EFH, RDH Baujahr 1995-99 – Sanierung des Daches EFH und RDH Baujahr bis 1969-94, KMH, GMH Baujahr 1919-83, HH Baujahr 1969-78 – Sanierung der Außenwände KMH, GMH Baujahr bis 1948 und Baujahr 1979-83, HH Baujahr 1958-78

Die Veränderung des Wärmeverbrauchs der einzelnen Gebäudetypen bzw. des Gebäudebestandes führt dazu, daß der Wärmebedarf der Siedlungstypen abnimmt. In Abbildung 7-7 ist die Veränderung der Wärmehöchstlast für das Trendszenarium dargestellt.

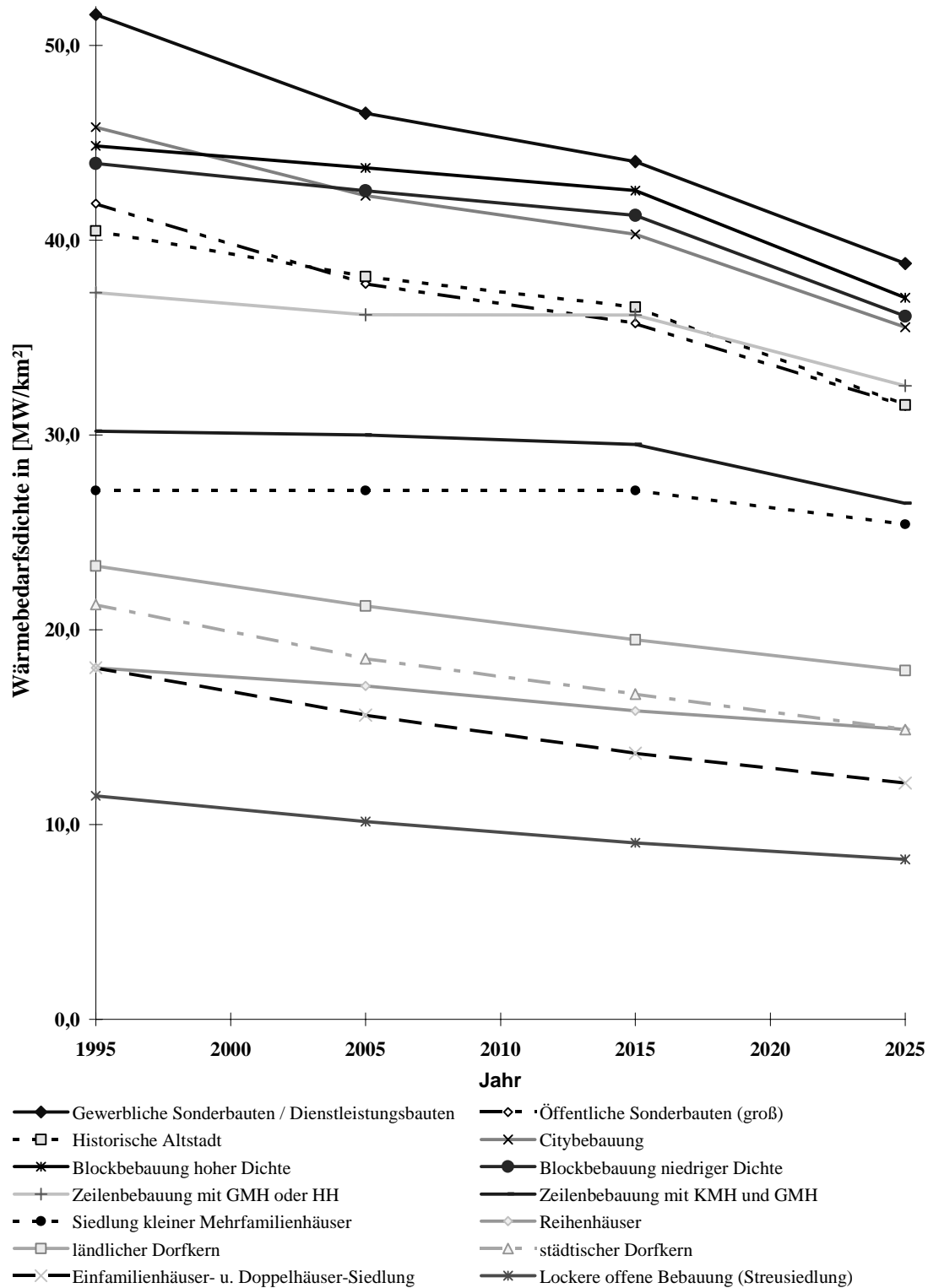


Abbildung 7-7: Entwicklung der Wärmehöchstlastdichte innerhalb der verschiedenen Siedlungstypen im Trendfall

Aufgrund der unterschiedlichen Szenarien verändert sich der Energieverbrauch für Raumwärme und Brauchwarmwasser des Gebäudebestandes in Baden-Württemberg bezogen auf das Jahr 1993 wie in Abbildung 7-8 dargestellt⁹¹.

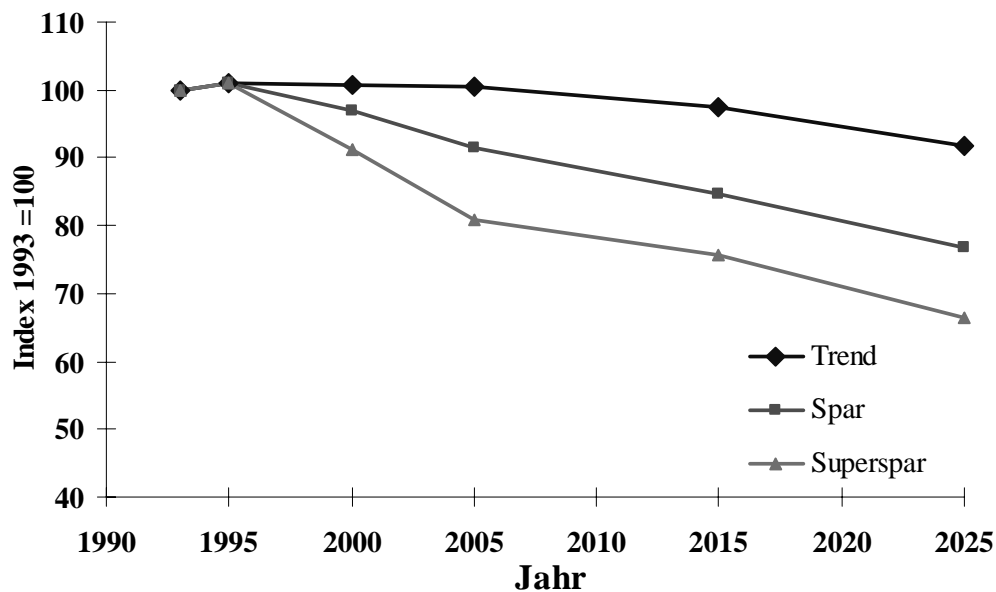


Abbildung 7-8: Prozentuale Veränderung des Raumwärmeverbrauchs bezogen auf 1993

Das bedeutet, daß der Raumwärmeverbrauch im Szenario „Trend“ 2025 nur noch 95 % im Vergleich zum Jahr 1993 beträgt. Im Falle des Szenarios „Superspar“ wird der Wärmeverbrauch sogar um 30 % reduziert. Die starke Reduktion des Wärmeverbrauchs bis zum Jahr 2005 im Vergleich zu den späteren Dekaden ist vor allem auf Einsparungen durch Fensteraustausch zurückzuführen, da in diesem Bereich der Wärmebedarf um 60-70 % (bezogen auf die Verluste der Fenster vor dem Austausch) reduziert wird.

Bisher wurde die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in Abhängigkeit durchgeführter Wärmedämmmaßnahmen vorgegeben, ohne die Wirtschaftlichkeit bzw. die Kosten dieser Sanierungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Die Wirtschaftlichkeit der Sanierungsmaßnahmen im Vergleich zu den Kosten der Wärmebereitstellung soll in der Variante kostenoptimale Wärmedämmung berücksichtigt werden. Hierfür sind den in Tabelle 7-7 aufgeführten Energiesparmaßnahmen in der Tabelle 7-9 Kosten zugeordnet. Bei den Kosten wird zwischen gekoppelten⁹² und ungekoppelten⁹³ wärmetechnischen Sanierungsmaßnahmen (Maßnahme

⁹¹ Ausgangspunkt für die Erstellung der Szenarien sind die Ergebnisse der 1 %-Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993 /StaLa 1996/ des Statistischen Landesamtes Baden-Württemberg. Dieser können die bereits durchgeführten technischen Veränderungen an der Gebäudehülle (Fenster, Außenwände, Dach, Kellerdecke) entnommen werden. Bei allen Szenarien wird davon ausgegangen, daß in den ersten 25 Jahren nach Fertigstellung des Gebäudes keine Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden. Nach 25-40 Jahren findet ein erster Fensteraustausch statt. Als Anhaltspunkt für die Periodizität der durchgeführten Maßnahmen dienen die Sanierungszyklen, die in Kapitel 2 (Tabelle 2-3) angegeben sind.

⁹² Unter gekoppelte wärmetechnische Sanierungsmaßnahmen werden Maßnahmen verstanden, die im Zuge einer notwendigen Gebäudemodernisierung (z. B. defekter Außenputz) durchgeführt werden.

1⁹⁴ und Maßnahme 2⁹⁵) unterschieden. Zusätzlich enthält die Spalte „Ohnehin“ die Kosten der Gebäudemodernisierung („Ohnehin“-Maßnahme) ohne die Durchführung einer wärmetechnischen Sanierungsmaßnahme.

Tabelle 7-9: Kosten verschiedener Energiesparmaßnahmen an der Gebäudehülle /IKARUS 1998/, /EWU 1999/und /Feist 1998/

Energiesparmaßnahme	Ausführungs- Art	Kosten		
		Ohnehin	aßnahme 1	aßnahme 2
		[DM/m ²]	[DM/m ²]	[DM/m ²]
Wärmedämmung von Außenwänden	(außen)	119	159	180
Wärmedämmung am geneigten Dach	(von innen) ¹⁾	60	93	150
	(von außen) ²⁾	-	90	120
	(von außen) ³⁾	178	213	243
Wärmedämmung der obersten Geschoßdecke	(von oben)	-	52	100
Dämmung der Kellerdecke	(von unten)	-	25	40
Wärmeschutz von Fenstern		820	900	1100

- 1) Abnahme der Dachinnenverkleidung, Einbringen von Dämmstoff, Anbringen einer Luftdichtung und einer neuen Dachinnenverkleidung
- 2) „Umdecken“ des Daches und Einbringen des Dämmstoffes
- 3) Erneuerung der Dachhaut, sonst analog zu 2)

Tabelle 7-10 Durchschnittliche prozentuale Energieeinsparung der Gebäudetypen¹⁾

Aufgrund der Energiespar- maßnahme verändertes Bauteil	EFH		RDH		KMH		GMH	
	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾
Außenwände	22,8	33,7	18,9	30,8	16,3	25,0	7,4	24,0
Dach	9,2	18,8	8,5	16,5	16,0	22,0	5,2	9,7
Geschossdecke	-	-	-	-	4,5	5,3	2,2	6,2
Kellerdecke	11,8	12,3	11,2	11,7	4,5	5,4	3,7	4,6
Fenstern	10,3	12,4	16,3	19,1	10,2	13,2	12,9	17,1

- 1) Gemittelt über die Gebäudegeometrie und die bauphysikalischen Größen aller Gebäudetypen der Bauzeit 1949-94 der IKARUS – Gebäudetypologie
- 2) Maßnahme 1⁸⁹
- 3) Maßnahme 2⁹⁰

Die Energiesparmaßnahmen an der Gebäudehülle können bei einer gekoppelten Durchführung der wärmetechnischen Sanierungsmaßnahme gegen bzw. mit „Ohnehin“-Maßnahmen verrechnet werden. Sie führen zu unterschiedlichen Reduktionen des Wärmeverbrauchs in den Gebäuden. In Tabelle 7-10 sind exemplarisch die prozentualen Wärmeverbrauchsreduktionen durchschnittlicher Gebäudetypen aufgelistet. Entsprechend ergeben sich

⁹³ Eine ungekoppelte wärmetechnische Sanierungsmaßnahme wird ohne notwendige Gebäudemodernisierung (z. B. Isolierung aufbringen auf eine intakte Außenfassade) durchgeführt.

⁹⁴ Die Kostenwerte der Spalte „Maßnahme 1“ in Tabelle 7-9 entspricht der Spalte „Maßnahmen von 1995 bis 2005“ in Tabelle 7-7.

⁹⁵ Die Spalte „Maßnahme 2“ in Tabelle 7-9 entspricht der Spalte „Maßnahmen von 2005 bis 2015“ in Tabelle 7-7.

für die Gebäudetypen unterschiedliche prozentuale Energieeinsparungen gegenüber dem Ausgangszustand 1995.

Um die Wirtschaftlichkeit der Energiesparmaßnahmen zu beurteilen, werden die Kosten der eingesparten Energie berechnet. Die Kosten der eingesparten Energie entsprechen dem Quotienten aus Kapitalkosten⁹⁶ und Jahresenergieeinsparung. Der Zusammenhang zwischen Energieeinsparung in Prozent und Kosten der eingesparten Energie ist in Abbildung 7-9 dargestellt.

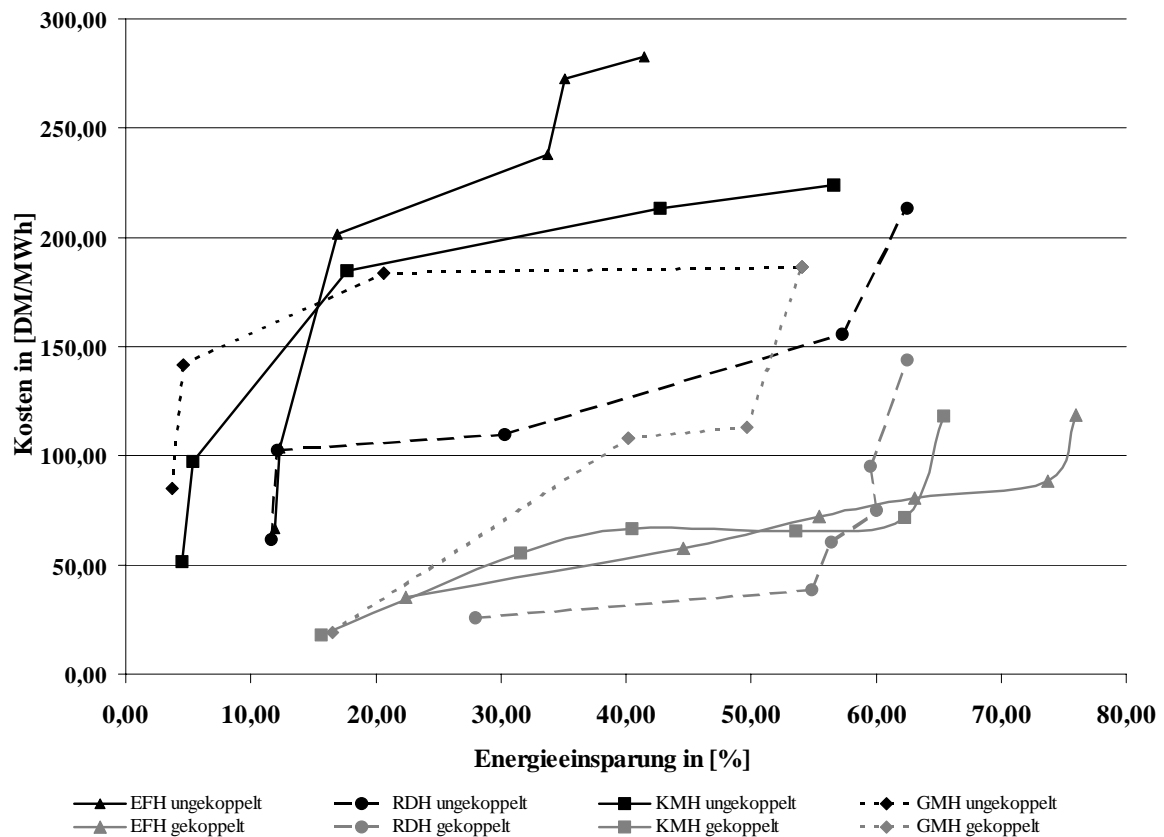


Abbildung 7-9: Zusammenhang zwischen Energieeinsparung in Prozent und Kosten der eingesparten Energie für durchschnittliche Gebäudetypen

Die Kurven entsprechen im Falle gekoppelter Sanierungsmaßnahmen der optimalen Aneinanderreihung von Energiesparmaßnahmen, d. h. Einsparmaßnahmen, die mit hohen spezifischen Kosten verbunden sind, werden erst berücksichtigt, wenn alle kostengünstigeren Alternativen ausgeschöpft sind. So ergibt sich z. B. für das durchschnittliche EFH, im Sanierungszyklus zuerst die Energiesparmaßnahmen an der Kellerdecke, dann in Kombination mit den Außenwänden und im Weiteren in Kombination mit verbesserter Wärmedämmung an den Außenwänden durchzuführen sind. Erst danach würde die Kombination um die Wärmedämmung des Daches ergänzt. Im Vergleich dazu würde die Wärmedämmung des Daches als gekoppelte Einzelmaßnahme eine Verbrauchsreduktion von 9,2 % bewirken und 69,3 DM pro eingesparte MWh Heizenergie kosten.

Eine Einsparmaßnahme ist dann wirtschaftlich, wenn die durch ein Heizungssystem alternativ bereitzustellende Heizenergie mit höheren Wärmegestehungskosten verbunden ist als die eingesparten Kosten. Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs in der Variante kostenoptimale Wärmedämmung kann daher nur für ein Siedlungsgebiet in Abhängigkeit einer unterstellten Energieträgerpreisentwicklung bestimmt werden.

7.3.2 Energieträgerpreisentwicklung

Durch Energiepreissteigerungen können die variablen Betriebskosten im Betrachtungszeitraum steigen. Die Wirtschaftlichkeit von kapitalintensiven im Vergleich zu betriebskostenintensiven Erzeugungssystemen verändert sich dadurch.

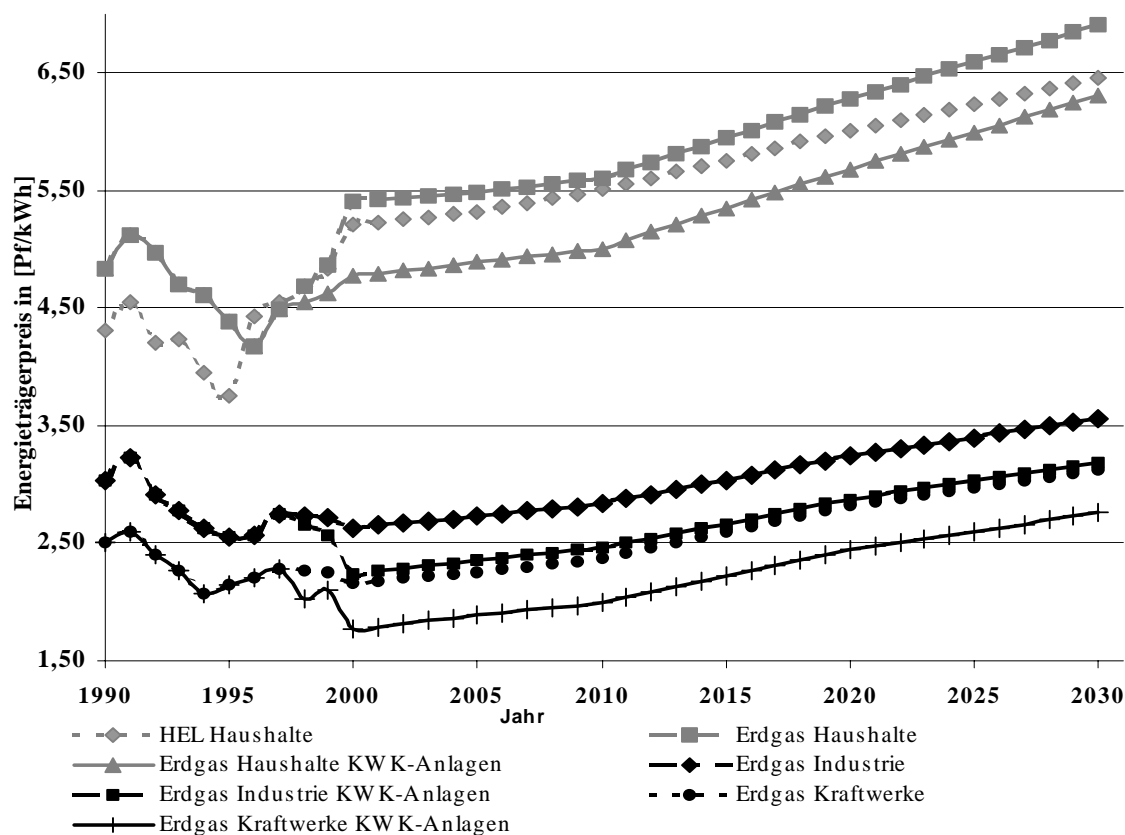


Abbildung 7-10: Unterstellte Entwicklung der Energieträgerpreise verschiedener Verbrauchergruppen inklusive Mineralölsteuer und Ökosteuern /Fahl et al. 1999/

Die unterstellte Entwicklung der Energieträgerpreise ist in Abbildung 7-10 dargestellt. Die Energieträgerpreisentwicklung /Fahl et al. 1999/ geht von langfristig steigenden Rohöl- und Erdgaspreisen⁹⁷ aus. Zusätzlich wird angenommen, daß aufgrund der weiter steigenden

⁹⁶ Hierbei wird eine Nutzungsdauer von 25 Jahren und ein realer Zinssatz von 6 % zugrunde gelegt.

⁹⁷ Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, daß der Grenzübergangswert bei Erdgas üblicherweise bezogen auf den Brennwert (H_0) in den Statistiken notiert wird. Energieverbrauchswerte, Wirkungsgrade usw. beziehen sich auf den Heizwert (H_u).

Gasnachfrage, verbunden mit der Erschließung ungünstiger Förderquellen, zusätzliche Erschließungskosten für neue Quellen und die Kosten für neue Transportsysteme mittelfristig die Gaspreise stärker steigen lassen als die Rohölpreise. Diese zusätzlichen Gasmengen bzw. Fördermengen werden ab etwa dem Jahr 2010/2015 den Gasmarkt/-preis bestimmen. Entsprechend steigt der Grenzübergangspreis für Erdgas stärker als für leichtes Heizöl.

Tabelle 7-11: Branchenabhängige Steuern auf Energieträger in [Pf/KWh]

Branche	Energie-träger	Steuerart	Anlage ohne KWK	KWK-Anlage	
				60 bis < 70 % Jahresnut-zungsgrad	Jahresnut-zungsgrad ≥ 70 %
Allgemeines Gewerbe	Strom	Stromsteuer	2,00	2,00 (0,00) ¹⁾	2,00 (0,00) ¹⁾
	Erdgas	Mineralölsteuer ²⁾	0,36	0,36	0,00
		Ökosteuer ²⁾	0,32	0,00	0,00
		gesamt ²⁾	0,68	0,36	0,00
Prod. Gewerbe Energieversorger	Strom	Stromsteuer ³⁾	0,40	0,40	0,40
	Erdgas	Mineralölsteuer ²⁾	0,36	0,36	0,00
		Ökosteuer ²⁾	0,064	0,00	0,00
		gesamt ²⁾	0,424	0,36	0,00

- 1) KWK-Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 0,7 MW sind von der Stromsteuer ausgenommen.
- 2) bezogen auf H₀; Für den Einsatz in Stromerzeugungsanlagen sind die Steuersätze für Gas und Mineralöl nicht angehoben worden (Ausschluß einer Doppelbesteuerung gemäß Mineralölsteuergesetz §25b 1.3 und 4.3.)
- 3) Ist bei den Energieversorgern ein durchlaufender Posten, da diese an den Kunden weitergeben wird.

Die in Abbildung 7-10 dargestellte Energieträgerpreisentwicklungen enthalten bereits Steuern, Abgaben und Transport- bzw. Verteilungskosten des Energieträgers. Hierbei ist zu berücksichtigen, daß aufgrund des Gesetzes zum „Einstieg in die ökologische Steuerreform“, KWK und nicht KWK-Anlagen steuerrechtlich unterschiedlich behandelt werden. Diese Unterschiede sind in Tabelle 7-11 zusammengefaßt.

Demnach erhält eine KWK-Anlage mit einem Jahresnutzungsgrad größer als 70 % im Allgemeinen Gewerbe die Mineralölsteuer rückerstattet und ist von der Ökosteuer befreit. Nicht KWK-Anlagen (z. B. Brennwertkessel) werden dagegen mit der Mineralölsteuer und der Ökosteuer belastet. Die Steuer beträgt dann 0,68 Pf/kWh. Der maximale Steuervorteil beim Einsatz von Erdgas in KWK-Anlagen des produzierenden Gewerbes bzw. der Energieversorger beträgt 0,424 Pf/kWh. Der Unterschied beim Einsatz von Erdgas in Heizkesseln in Haushalten und in der Energieversorgung beträgt 0,254 Pf/kWh. Die steuerlichen Unterschiede sind bei der Berechnung der spezifischen Wärmegestehungskosten zu berücksichtigen.

Die Fortsetzung der ökologischen Steuerreform sieht vor, daß die Stromsteuer vom 1.01.2000 bis zum 1.01.2003 jährlich um 0,5 Pf/kWh ansteigt. Für Erdgas oder Heizöl sind bisher keine weiteren Steuern vorgesehen.

Die Bewertung der Stromerzeugung von KWK-Anlagen kann mit Hilfe unterschiedlicher Ansätze erfolgen. Ein wirtschaftlicher Betrieb von KWK-Anlagen ist nur dann möglich, wenn die Kuppelprodukte Strom und Wärme insgesamt kostengünstiger als bei der getrennten Erzeugung bereitgestellt werden können. Da bei der KWK eine thermodynamische Zuordnung der Kosten zu den Kuppelprodukten nicht möglich ist, wird meistens die sogenannte Restwertrechnung angewendet. Sie ordnet dem Kuppelprodukt, das nicht für die Fahrweise der Anlage (strom- oder wärmegeführt) maßgeblich ist, eine Gutschrift zu. Im Regelfall sollten KWK-Anlagen wärmegeführt betrieben werden. Für die Ermittlung der Stromgutschrift existieren dann unterschiedliche Bewertungsansätze. Man kann unter der Stromgutschrift

- die vermiedenen Kosten auf der elektrischen Seite aufgrund eines geringeren Bezuges vom Vorlieferanten (Eigennutzung),
- die alternativ notwendigen Kosten für die reine Stromerzeugung,
- einen festen Beitrag (z. B. Einspeisevergütung nach Verbändevereinbarung /VDEW 1994/),
- einen festen Betrag, der geringer als die Erzeugungskosten ist, da berücksichtigt wird, daß Wärme und Strom nicht gleichzeitig benötigt werden,

verstehen. Die anzusetzende Stromgutschrift hängt somit von der Größe der Erzeugungsanlage, den zu versorgenden Objekten und deren Ausgangssituation ab. Bei einer wirtschaftlichen KWK-Lösung müssen die Wärmerestkosten (Gesamtkosten abzüglich Stromgutschrift) niedriger sein als der wettbewerbsfähige Wärmepreis. Unter Vernachlässigung der kapitalgebundenen Kosten errechnet sich damit ein möglicher Kostenvorteil KV für die KWK-Anlage:

$$\begin{aligned} KV &= p_B \cdot \frac{W}{\eta_{th}} - \left(p_B \cdot \frac{E_{\max}}{\eta_{el}} - p_E \cdot E \right) \\ &= p_E \cdot E - p_B \cdot \left(\frac{E_{\max}}{\eta_{el}} - \frac{W}{\eta_{th}} \right) \end{aligned} \quad (7-1)$$

Hierbei wird der Kostenvorteil KV durch die getrennte Betrachtung der Wärmeerzeugung W in einem Heizkessel bzw. der Stromerzeugung E in einem Kraftwerk berechnet. D. h. das Produkt aus den Brennstoffkosten p_B und der im Heizkessel eingesetzten Energiemenge (Quotient des Wärmeverbrauchs W und des thermischen Wirkungsgrad η_{th} des Heizkessels) oder entsprechend der wettbewerbsfähige Wärmepreis muß größer sein als die Brennstoffkosten p_E für die Stromerzeugung abzüglich der Stromgutschrift. Der Kostenvorteil ist damit einerseits vom hinreichend großen Unterschied zwischen Strom- und Brennstoffpreis ($p_E > p_B$) und andererseits davon abhängig, daß die in der KWK-Anlage eingesetzte größere Brennstoffmenge

$$\left(\frac{E_{\max}}{\eta_{el}} - \frac{W}{\eta_{th}} \right) \quad (7-2)$$

sich nur im relativen Rahmen von der konventionellen Wärmeerzeugung unterscheidet.

Häufig wird bei der Berechnung ein elektrischer Nettowirkungsgrad von $\eta_{el} = 36\%$ - dem durchschnittlichen Wirkungsgrad der Kondensationsstromerzeugung - und ein thermischer Wirkungsgrad von $\eta_{th} = 85\%$ eines Heizkessels zugrunde gelegt. Der Betriebskostenvorteil der gekoppelten Produktion von Strom und Wärme kann sich durch die Liberalisierung des Strommarktes (vgl. Kapitel 2.2.2) und einer damit verbundenen niedrigeren Stromgutschrift oder durch CO₂-Minderungsstrategien (vgl. Kapitel 2.2.3) verändern.

Wärmeversorgungsunternehmen ohne Stromsparte sind darauf angewiesen, die über ihren eigenen Strombedarf hinausgehende Stromerzeugung an das örtliche oder regional tätige Stromversorgungsunternehmen zu verkaufen. Die Preisfindung erfolgt häufig anhand der Verbändevereinbarung /VDEW 1994/. Die Vergütung setzt sich aus einem Preis für die eingespeiste elektrische Arbeit und für die Hochtarifzeiten zur Verfügung stehenden Leistungen zusammen. Allgemein kann bei der Festsetzung des Strompreises zwischen dem Strom ab Kraftwerk, den Preisen für die Nutzung der elektrischen Netze der verschiedenen Spannungsebenen und dem Preis, den der Kunde zahlt, unterschieden werden. Um die unterschiedlichen Preisebenen im Folgenden zu berücksichtigen, werden zwei Varianten von Stromgutschriften und deren Entwicklung betrachtet. Die erste Variante (Stromgutschrift 1) sind die quasi Grenzkosten der Stromerzeugung des Kraftwerksparks plus die vermiedenen Netzkosten, die linear von 4,5 Pf/kWh (3,5 + 1,0 Pf/kWh) im Jahr 1999 bis 7,5 Pf/kWh (6,3 + 1,2 Pf/kWh) im Jahr 2025 ansteigen. Für die zweite Variante (Stromgutschrift 2) wird eine Stromgutschrift von 8 Pf/kWh (1999)⁹⁸ zugrunde gelegt, die linear bis 11 Pf/kWh im Jahr 2025 ansteigt.

Die Energieträgerpreisentwicklung und die möglichen Stromerlöse haben Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit der Nah- und Fernwärmeversorgung. Im Kapitel 7.3.3 werden für unterschiedliche zentrale Wärmeerzeuger in Abhängigkeit verschiedener Versorgungsaufgaben, der Energieträgerpreisentwicklung und unterschiedlicher Stromerlöse die spezifischen Wärmeerzeugungskosten bestimmt. Ebenso werden in Kapitel 7.3.3 die Bandbreite der spezifischen Wärmegehungskosten der dezentralen Heizungssysteme, d. h. der Konkurrenzsysteme der Nah- und Fernwärmeversorgung in Abhängigkeit der Entwicklung des Wärmeverbrauchs analysiert. Die Teilergebnisse dieses Kapitels 7.3.3 dienen der transparenten Darstellung der Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Nah- und Fernwärmeversorgung. Die Wirtschaftlichkeit der Nahwärmeversorgung wird anhand der in Kapitel 7.2 erläuterten Siedlungstypen in Kapitel 7.4 untersucht. Neben der Energieträgerpreisentwicklung, den möglichen Stromerlösen, den Szenarien des Wärmebedarfsentwicklung und den Kosten der Konkurrenzsystemen werden zusätzlich der Anschlußgrad und -dauer variiert. Die verwendeten Variationen des Anschlußgrades werden in Kapitel 7.3.4 beschrieben. In Kapitel 7.5 wird die Wirtschaftlichkeit der Fern- und Nahwärmeversorgung, unter Berücksichtigung

⁹⁸ Diese wird beim Einsatz von BHKW auf 9 Pf/kWh (1999) angehoben. Es wird ebenfalls ein linearer Anstieg bis 11 Pf/kWh im Jahr 2025 angenommen.

aller Einflußfaktoren (vgl. Abbildung 7-11), für das exemplarische Versorgungsgebiet analysiert (vgl. Abbildung 7-4).

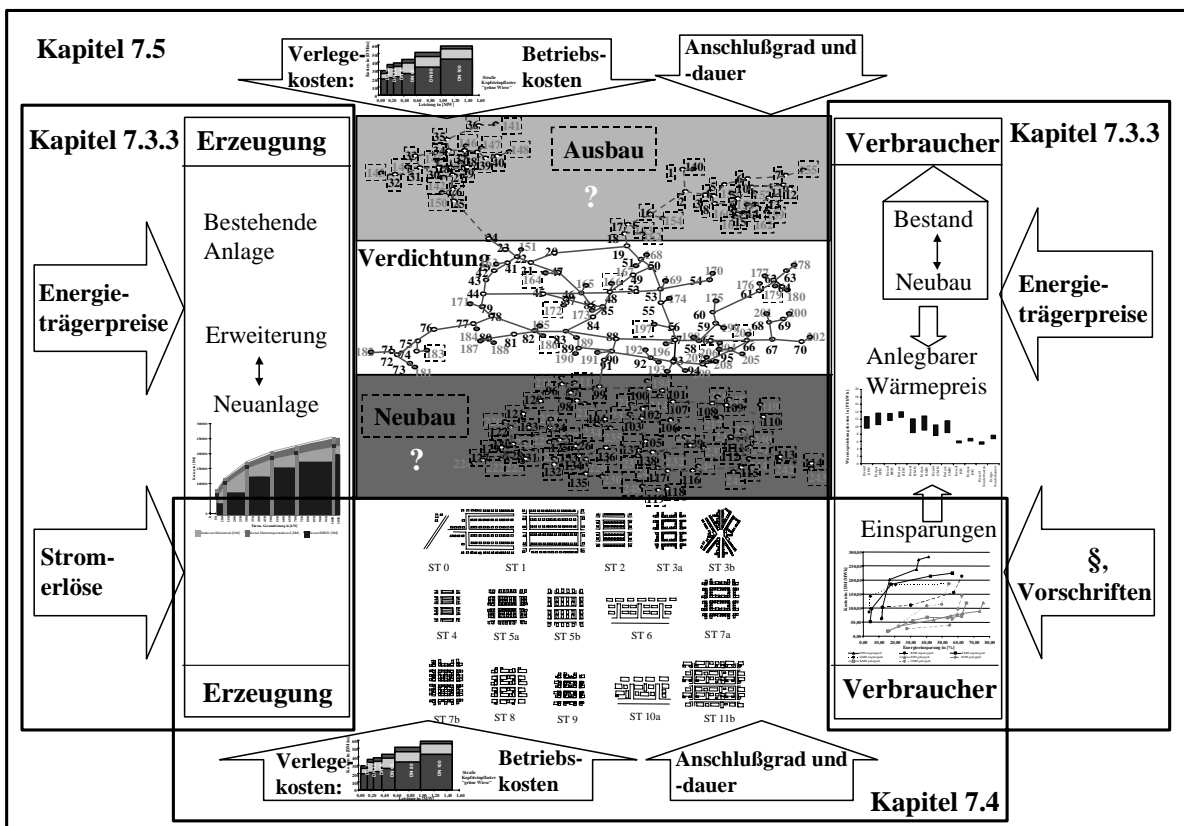


Abbildung 7-11: Vorgehensweise bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse der Nah- und Fernwärmeversorgung für exemplarischen Versorgungsfällen

7.3.3 Kosten der Komponenten des Versorgungssystems

Die Investitionen der verschiedenen Komponenten der Wärmeversorgung wurden eingehend in Kapitel 3 behandelt. Im Gegensatz dazu werden in diesem Abschnitt erste Wirtschaftlichkeitsanalysen der zentralen und dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen mit der in Kapitel 7.3.2 spezifizierten Energieträgerpreisentwicklung durchgeführt. Als mögliche Fernwärmeerzeugungsanlagen werden reine Heizwerke, Gasturbinen mit Abhitzeessel und GuD-Anlagen auf Erdgasbasis und für die Nahwärmeerzeugung Niedertemperaturkessel und BHKW betrachtet. Für die Verteilungssysteme werden Entwicklungspotentiale für die Verteilungskosten angegeben.

Die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeerzeugungsanlagen wird anhand dreier Versorgungsaufgaben verglichen. Hierbei handelt es sich um ein Gewerbegebiet (Versorgungsgebiet 1), ein reines Wohngebiet (Versorgungsgebiet 2) und ein für den Einsatz von KWK-Anlagen optimales Fernwärmeversorgungsgebiet (Versorgungsgebiet 3). Für die betrachteten unterschiedlichen Versorgungsfälle (Versorgungsgebiete) wurde das Leistungsverhältnis zwischen KWK-Anlage und Heizkessel entsprechend der Wärmelast ausgelegt. Die Vollbenutzungs-

stunden der GuD-Anlagen variieren zwischen rund 3200 und 5300 h/a⁹⁹, die der Gasturbinen mit Abhitzeessel zwischen ca. 3600 und 6000 h/a¹⁰⁰. Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wurde ein realer Zinssatz von 6 %, eine Nutzungsdauer von 25 Jahren und der Betrachtungszeitraum von 1995-2025 mit der entsprechenden Energieträgerpreisentwicklung (vgl. Abbildung 7-10) zugrunde gelegt. Im Weiteren wurde angenommen, daß die erzeugte Wärme- und Strommenge im Betrachtungszeitraum konstant bleibt. Die sich damit ergebenden durchschnittlichen spezifischen Wärmeerzeugungskosten in Abhängigkeit der Anlagenleistung und für verschiedene Versorgungsgebiete sind in Abbildung 7-12 dargestellt.

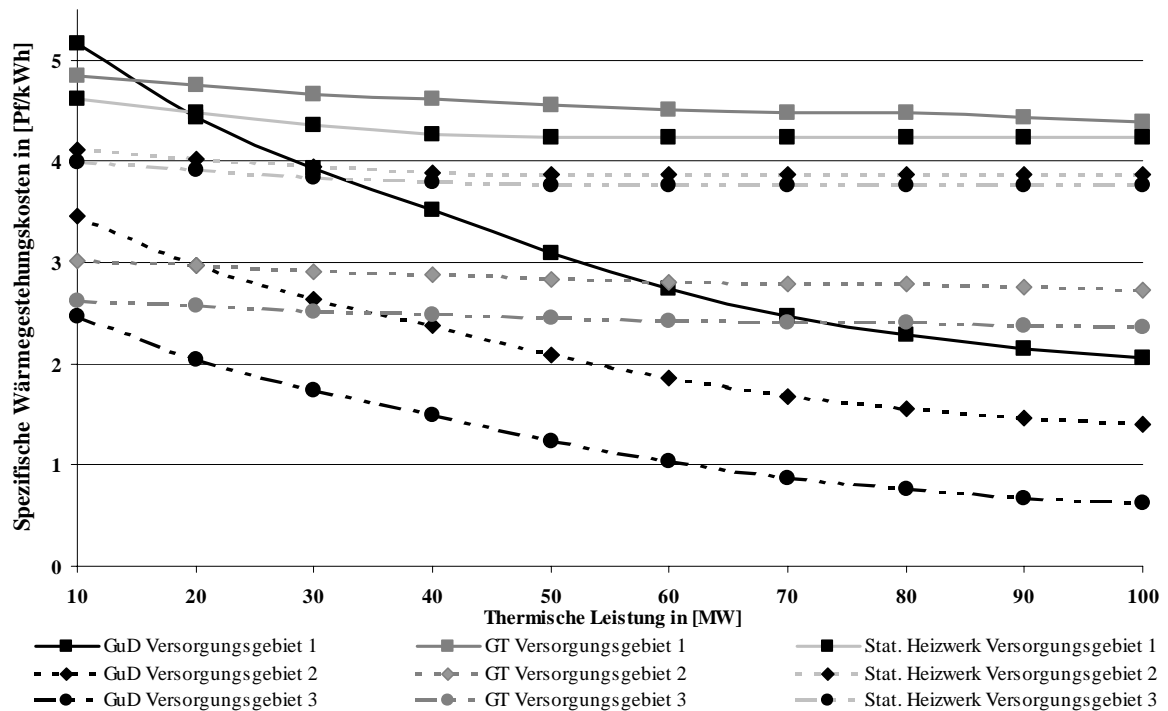


Abbildung 7-12: Durchschnittliche spezifische Wärmeerzeugungskosten¹⁰¹ von GuD, GT mit Abhitzeessel und stationären Heizwerken (1995-2025) mit Stromgutschrift 2

Die mit der Variation der Versorgungsaufgabe verbundenen unterschiedlich hohen Vollbenutzungsstundenzahlen, haben die größten Auswirkungen auf die spezifischen Wärmeerzeugungskosten der GuD-Anlagen. Die Wärmeerzeugungskosten (bzw. Wärmerestkosten) variieren beispielsweise für eine GuD-Anlage mit einer Leistung von 10 MW_{th} zwischen 5,2 und 2,5 Pf/kWh_{th}. Aufgrund der geringeren Investitionen und der geringeren Kostendegression stationärer Heizwerke ergeben sich für diese Technik die geringsten Schwankungen

⁹⁹ Für das Gewerbegebiet (Versorgungsgebiet 1) beträgt die Vollbenutzungsstundenzahl der GuD-Anlage 3214 h/a, für das Wohngebiet (Versorgungsgebiet 2) 4223 h/a und für das KWK-Anlagen optimale Fernwärmeversorgungsgebiet (Versorgungsgebiet 3) 5271 h/a.

¹⁰⁰ Für das Gewerbegebiet (Versorgungsgebiet 1) beträgt die Vollbenutzungsstundenzahl der GT 3594 h/a, für das Wohngebiet (Versorgungsgebiet 2) 4662 h/a und für das KWK-Anlagen optimale Fernwärmeversorgungsgebiet (Versorgungsgebiet 3) 6024 h/a.

¹⁰¹ (Versorgungsgebiet 1 (Gewerbegebiet), Versorgungsgebiet 2 (Wohngebiet), Versorgungsgebiet 3 (optimales Fernwärmeversorgungsgebiet))

von 0,6 Pf/kWh_{th} bei den durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten zwischen den verschiedenen Versorgungsvarianten. Die spezifischen Wärmegestehungskosten von stationären Heizwerken variieren zwischen 4,6 und 3,8 Pf/kWh_{th}.

In Abhängigkeit der thermischen Leistung, d. h. der Größe des Versorgungsgebietes, sind bei der angenommenen Stromgutschrift entweder die Wärmegestehungskosten der stationären Heizwerke, der Gasturbine mit Abhitzeessel oder der GuD-Anlagen in diesem Wirtschaftlichkeitsvergleich am günstigsten. Im Leistungsbereich größer 20 MW_{th} kann am wirtschaftlichsten mit GuD-Anlagen Wärme bereitgestellt werden. Die Wärmegestehungskosten dieser GuD-Anlagen größer 20 MW_{th} betragen dann zwischen 4,4 Pf/kWh_{th} und 0,7 Pf/kWh_{th}.

Die möglichen Stomerlöse durch unterschiedlich hohe Stromgutschriften haben erheblichen Einfluß auf die Wärmerestkosten. Der Einfluß unterschiedlicher Stomerlöse ist in Abbildung 7-13 dargestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Stromgutschriften beträgt die Differenz der durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten bei GuD-Anlagen zwischen 1,8 und 2,3 Pf/kWh_{th}. Der Einsatz einer GuD-Anlage zur Versorgung des Gewerbegebietes (Versorgungsgebiet I) ist bei Stromgutschrift 1 (Grenzkosten) nur noch im Leistungsbereich größer gleich 90 MW_{th} wirtschaftlicher als stationäre Heizwerke.

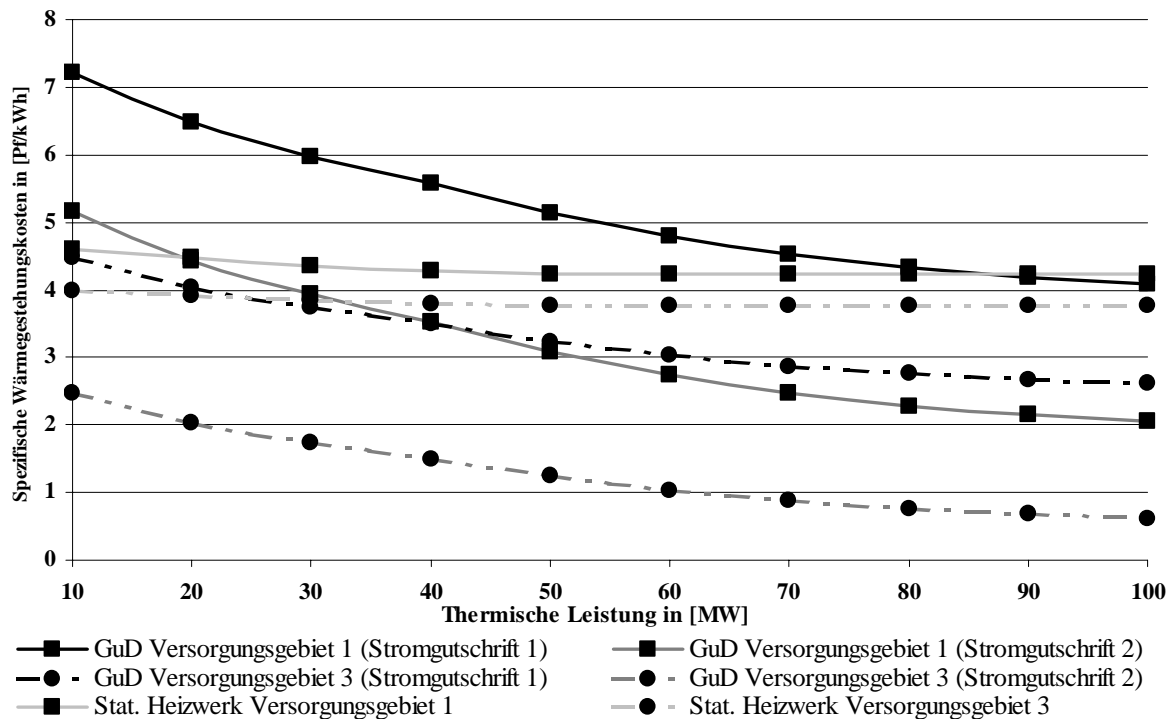


Abbildung 7-13: Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten von GuD und stationären Heizwerken (1995-2025) in Abhängigkeit der Stromgutschrift¹⁰² und der thermischen Leistung

¹⁰²

Stromgutschrift 1 entsprechend Grenzkosten; Stromgutschrift 2 höhere Stromgutschrift

Für die erste Wirtschaftlichkeitsanalyse der Nahwärmeerzeugung werden ebenfalls drei Versorgungsaufgaben verwendet. Die Fälle 1 und 2 sind identisch zu den bei der Fernwärmeerzeugung untersuchten Versorgungsgebiete 1 und 2. Anstatt des optimalen Fernwärmeversorgungsgebietes wird jedoch ein Neubaugebiet analysiert. Bei der Nahwärmeerzeugung wird zwischen dem Einsatz eines BHKW, eines Niedertemperaturkessels und einem Brennwertkessel unterschieden. Die Vollbenutzungsstunden der BHKWs variieren zwischen 3600 h/a im Fall 1 (Gewerbegebiet), 4450 h/a im Fall 2 (Wohngebiet) und 5850 h/a im Fall 3 (Neubaugebiet). Aufgrund der leistungsabhängigen Kostendegression der BHKW bis 400 kW_{el} nehmen die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten im thermischen Leistungsbereich bis 1000 kW_{th} deutlich ab (vgl. Abbildung 7-14). Daher ist erst in größeren Neubaugebieten (Fall 3b) die Nahwärmeerzeugung mit BHKW wirtschaftlich konkurrenzfähig im Vergleich zur Nahwärmeerzeugung mit Niedertemperaturkesseln. Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten von Brennwertkesseln sind aufgrund des besseren Wirkungsgrades, trotz der höheren Investitionen um bis zu 0,3 Pf/kWh_{th}, niedriger als für Niedertemperaturkessel. Lediglich im Bereich bis 100 kW_{th} sind die Niedertemperaturkessel konkurrenzfähig. Die mit Brennwert- und Niedertemperaturkesseln erzeugte Wärme kostet zwischen 5,5 und 3,4 Pf/kWh_{th}. Die Wärmegestehungskosten von BHKW-Anlagen ab einer Leistungsgröße von 1000 kW_{th} betragen zwischen 3,2 und 1,3 Pf/kWh_{th} bei einer Stromgutschrift entsprechend der Verbändevereinbarung. Die spezifischen durchschnittlichen Wärmegestehungskosten der Nahwärmeversorgung sind in Abbildung 7-14 dargestellt.

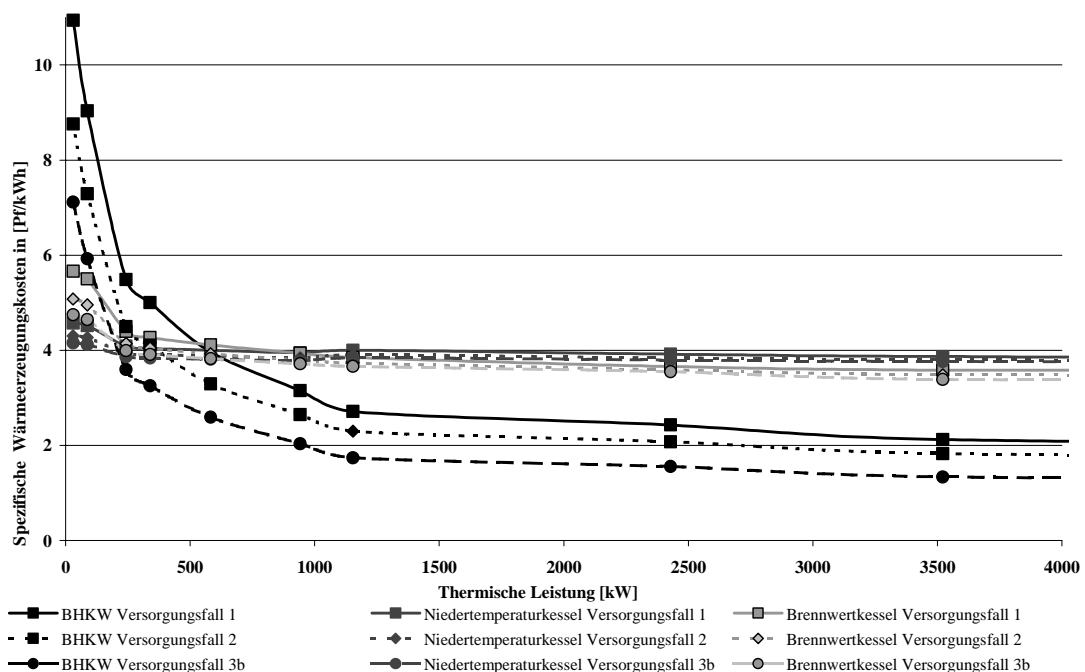


Abbildung 7-14: Vergleich der durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten¹⁰³ BHKW, Brennwertkessel und Niedertemperaturkessel auf Erdgasbasis 1995-2025 mit Stromgutschrift 2

¹⁰³ (Versorgungsfall 1 (Gewerbegebiet), Versorgungsfall 2 (Wohngebiet), Versorgungsfall 3b (Neubaugebiet))

Die Wärmeerzeugungskosten von BHKWs sind abhängig von den erzielbaren Stromerlösen. Um die Auswirkungen unterschiedlicher Stromerlöse zu analysieren, wird die Differenz zwischen den Wärmeerzeugungskosten bei den zwei unterschiedlichen Stromgutschriften ermittelt (vgl. Abbildung 7-15). Die Differenz steigt mit der thermischen Leistung des Versorgungsgebietes an, da die Stromkennzahl und damit die erzeugte Strommenge mit der Leistungsgröße des BHKW ansteigt (vgl. z. B. /ASUE 1997/). Die durchschnittlichen Wärmege-
stehungskosten werden sich so im Fall einer Stromgutschrift nach Grenzkosten (Stromgutschrift 1) um bis zu 1,6 Pf/kWh_{th} erhöhen. Die Kosten der Wärmeerzeugung mit BHKW liegt dann im Bereich der Wärmeerzeugung mit Kesselanlagen.

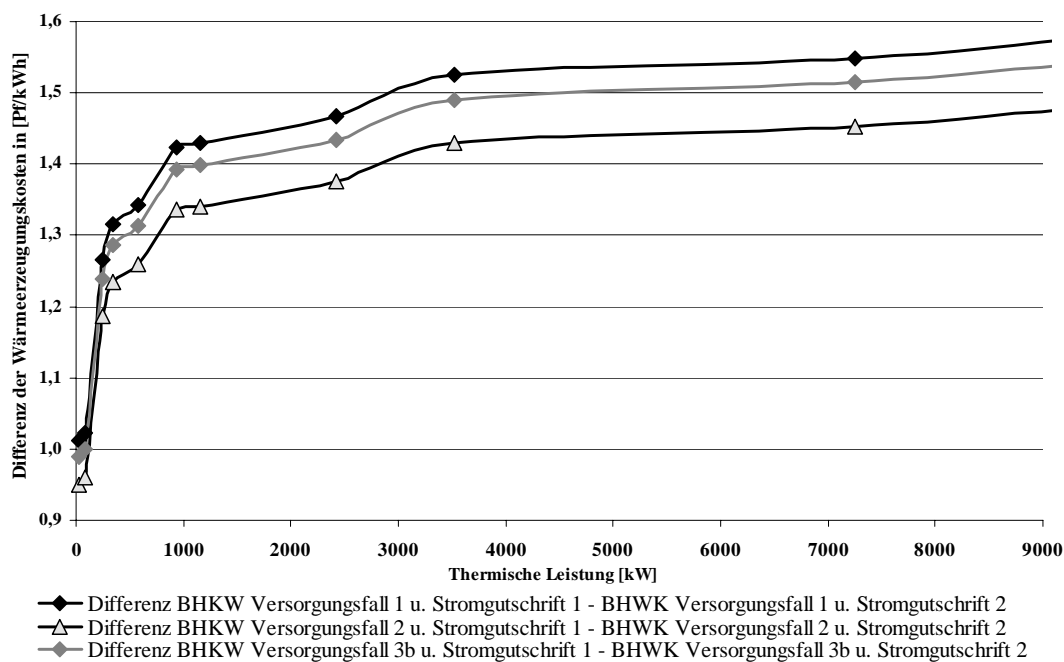


Abbildung 7-15: Differenz zwischen den durchschnittlichen spezifischen Wärmege-
stehungskosten in Abhängigkeit der Stromgutschrift

Bisher wurden allein die Wärmeerzeugungskosten unterschiedlicher Erzeugungsanlagen verglichen. Ein weiterer kostenintensiver Parameter der Fern- und Nahwärmeversorgung ist jedoch die Verteilung. Die Kosten der Verteilungsnetze sind erheblich von den spezifischen Verlegekosten abhängig. Bei den Verlegekosten für Nah- und Fernwärmeverteilungssysteme wird von Kostensenkungspotentialen ausgegangen, die z. B. im Forschungsprojekt „Neuartige Wärmeverteilung“ /AGFW 1998/ ausgewiesen wurden, und der Tatsache, daß in Dänemark und den Skandinavischen Ländern heute bereits deutlich geringere Verlegekosten realisiert werden (vgl. auch Abbildung 3-9).

Für das Erdgasverteilungssystem ist das Kostensenkungspotential jedoch aufgrund der geringeren Rohrdurchmesser und dem hohen Sicherheitsaufwand bei der Verlegung geringer als bei Nah- und Fernwärmeverteilungssystemen (vgl. Kapitel 3.2). In Abbildung 7-16 sind die entsprechenden Kostenannahmen für die Jahre 1995, 2005 und 2025 graphisch dargestellt.

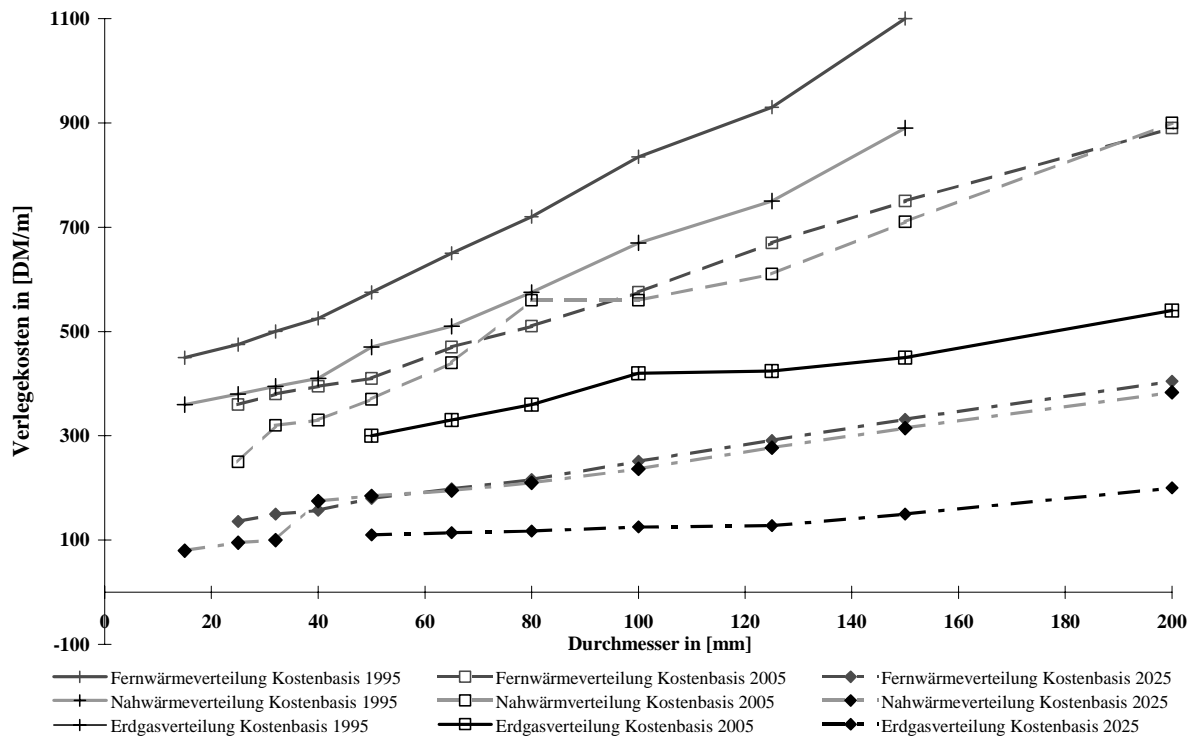


Abbildung 7-16: Entwicklung der Verlegekosten von Leitungssystemen¹⁰⁴ 1995, 2005 und 2025

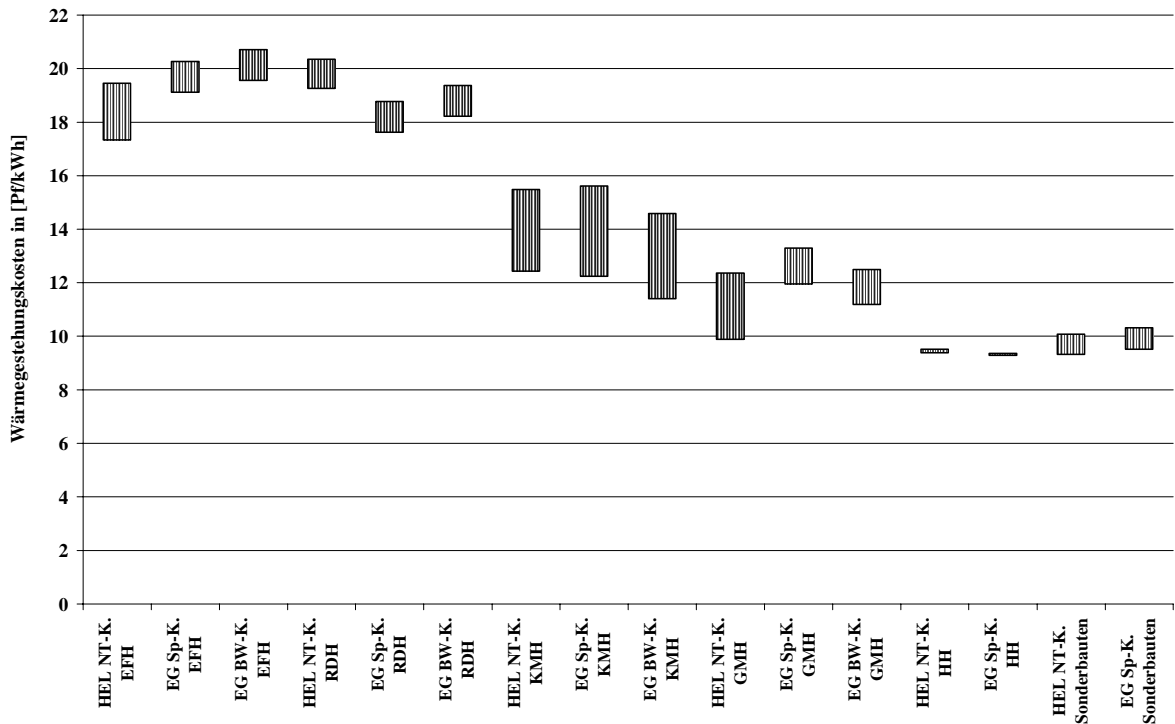


Abbildung 7-17: Spannbreite der spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwassererzeugung) in Abhängigkeit des Energieträgers und des Gebäudetyps

¹⁰⁴ Bei der Nah- und Fernwärmeverteilung wurden zwei Leitungen (Vor- und Rücklauf) berücksichtigt, während bei der Erdgasverteilung nur eine Leitung vorhanden ist.

Die spezifischen Wärmegestehungskosten für dezentrale Heizung und Warmwassererzeugung differieren zwischen den unterschiedlichen Gebäudetypen (vgl. Abbildung 7-17). Hierbei wurden Heizöl-Niedertemperaturkessel (HEL NT-K.) und Erdgas Niedertemperaturkessel (EG Sp-K.) und Brennwertkessel (EG BW-K.) betrachtet. Die Spannweite der spezifischen Wärmegestehungskosten ergibt sich aufgrund des vom Baualter abhängigen Wärmebedarfs und -verbrauchs eines Gebäudetyps (vgl. z. B. Tabelle 2-2). Für EFH und RDH sind die spezifischen Wärmegestehungskosten mit bis zu 20,7 Pf/kWh am höchsten. Die spezifischen Wärmegestehungskosten sind mit rund 9,3 bis 10,3 Pf/kWh für Hochhäuser und Sonderbauten am geringsten. Die spezifischen Wärmegestehungskosten der Erdgas-Brennwertkessel sind für kleine Gebäude (EFH und RDH) um 0,4 bis 0,7 Pf/kWh höher als die der Erdgasspezialkessel. Für größere Gebäude sind dagegen Brennwertkessel kostengünstiger. Eine detaillierte Übersicht der technischen und ökonomischen Anlagedaten der dezentraler Heizungssysteme und Warmwassererzeugung befindet sich im Anhang A.

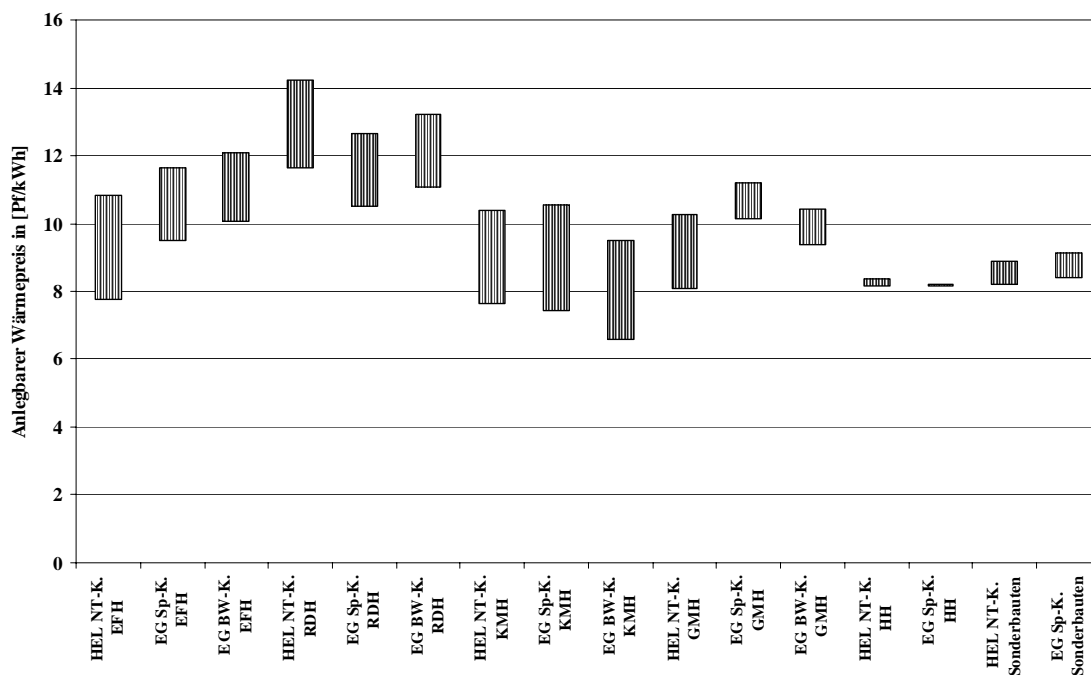


Abbildung 7-18: Spannweite des durchschnittlichen anlegbaren Nah-/Fernwärmepreises in Abhängigkeit des Energieträgers und des Gebäudetyps

Entscheidungen für ein Wärmeversorgungssystem werden meist aufgrund einer Vollkostenbetrachtung getroffen. Die maximal zulässigen Kosten für die Nah-/Fernwärmeerzeugung und deren Verteilung entsprechen dem anlegbaren Nah-/Fernwärmepreis. D. h. eine Nah- oder Fernwärmeversorgung ist nur dann wirtschaftlich, wenn der Nah-/Fernwärmepreis kleiner oder gleich dem anlegbaren Nah-/Fernwärmepreis ist (vgl. auch Anhang A: Anlegbarkeit der Nah-/Fernwärme). In Abbildung 7-18 sind die anlegbaren Wärmepreise für unterschiedliche Gebäudetypen und Energieträger Erdgas und Heizöl dargestellt. Hierbei wurde angenommen, daß es sich um eine Sanierung des existierenden Heizungs- und Brauchwarm-

wassersystem handelt. Obwohl die spezifischen Wärmegestehungskosten stark vom Gebäudetyp abhängig sind, beträgt der anlegbare Wärmepreis, abgesehen von den RDH, für alle Gebäudetypen zwischen 8,2 und 12 Pf/kWh. Der anlegbare Nah-/Fernwärmepreis ist für RDH mit 12,6 bis 14,2 Pf/kWh am höchsten, da hierbei unterstellt wurde, daß nur ein Hausanschluß für die Nah-/Fernwärmeversorgung zweier zusammenhängender Gebäude notwendig ist. Im Gegensatz dazu ist davon auszugehen, daß für jedes mit Heizöl versorgte RDH ein eigener Tank notwendig ist.

Basierend auf den in diesem Kapitel erläuterten Kostenkomponenten der Versorgungssysteme werden die Kosten der Nah- und Fernwärmeversorgung für unterschiedliche Versorgungsfälle in Kapitel 7.4 und 7.5 berechnet. Zuvor wird im Abschnitt 7.3.4 auf die Variation des Anschlußgrades, der die Wirtschaftlichkeit leitungsgebundener Versorgungssysteme beeinflusst, eingegangen.

7.3.4 Variation des Anschlußgrades

Nur in Ausnahmefällen werden alle Gebäude eines Versorgungsgebietes schlagartig an die Fern- bzw. Nahwärmeversorgung angeschlossen. Da die Nah- und Fernwärmeversorgung kapitalintensiv ist, und die Investitionen dem Absatz vorangehen, treten zusätzliche Anlaufkosten auf. Diese Anlaufkosten bei der Nah- und Fernwärmeversorgung können sich wirtschaftlich ungünstig gegenüber anderen dezentralen Systemen der Wärmeversorgung auswirken.

Der Wärmeerzeuger eines Heizungssystems wird nur dann vorzeitig erneuert, wenn die variablen und fixen Betriebskosten inklusive Kapitalkosten des neu zu installierenden Systems geringer sind als die variablen Betriebskosten des bestehenden Wärmeerzeugers. Aufgrund der derzeitigen Energieträgerpreisdifferenz zwischen Heizöl bzw. Erdgas und Nah-/Fernwärme ist im Gebäudebestand nur eine Wirtschaftlichkeit für den Anschluß an die Fern-/Nahwärmeversorgung gegeben, wenn die dezentralen Wärmeerzeugungsanlagen der Hausbesitzer schadhaft und erneuerungsbedürftig werden. Diesen Zeitpunkt wird der Hauseigentümer abwarten, wenn er nicht durch Maßnahmen der Gebietskörperschaft oder des Versorgungsunternehmens zu einem Anschluß im Zuge der Leitungsverlegung motiviert wird.

Um das mögliche zeitliche Anschlußverhalten der Hausbesitzer und den Anschlußgrad eines Versorgungsgebietes abzuschätzen, wird für die Nahwärmeversorgung ein Vergleich mit dem Ausbau von Fernwärmenetzen gezogen. In /BMFT 1977/, /Winkens 1985/ und /Winkens 1994/ wurden unterschiedliche Fernwärmeversorgungsgebiete ausgewertet. In Tabelle 7-12 ist das Ergebnis dieser Auswertung dargestellt.

Tabelle 7-12: Anschlußgrad und -dauer an die Fernwärmeversorgung verschiedener Siedlungsgebiete und Ausbaustrategien /BMFT 1977, Winkens 1985 und Winkens 1994/

	Siedlungstypen	Forcierter Ausbau Dauer bis zur Vollversorgung (100 %) in [a]	Normaler Ausbau	
			Ausbaustand	
			Jahre	Versorgungsgrad in [%]
Neubaugebiet	ST 2, ST 4	5	5	80
City und Innenstadt	ST 7a, ST 7b, ST 8, ST 9	5	10	80
Randgebiet	ST 2, ST 3, ST 5a, ST 5b, ST 6	5	15	80
Trabantenstadt	ST 5b, ST 6	5	5	100
Stadtgebiet	ST 2, ST 3, ST 4	8	20	80

Bei dem forcierten Ausbau werden in erster Linie rechtliche Maßnahmen herangezogen. Diese umfassen

- die planerische Festsetzung nach Bundesbaugesetz und Städtebauförderungsgesetz für den Geltungsbereich des Planungsgebietes,
- den gebietsbezogenen Anschluß- und Benutzungszwang nach Gemeinderecht¹⁰⁵,
- Erlass gebietsbezogener ordnungsrechtlicher Vorschriften nach Landesimmissionsschutzgesetz (Verbrennungsverbot),
- Bildung von Modernisierungsschwerpunkten für den Einsatz öffentlicher Finanzierungsmittel nach Wohnungsmodernisierungsgesetz.

Zwangsmaßnahmen beinhalten jedoch die Gefahr, daß das grundsätzlich positive Image der Nah- und Fernwärmeversorgung in der Öffentlichkeit belastet wird. Die Fern- und Nahwärmeversorgung unterliegt keiner allgemeinen Versorgungspflicht. Daher müssen die Unternehmen in der Lage bleiben, nur dort eine Fern- oder Nahwärmeversorgung anzubieten, wo diese auch wirtschaftlich vertretbar ist. Der Absatz und die Anschlußzeit des Gebietes kann durch das Versorgungsunternehmen mit marktkonformen Mitteln beeinflusst werden. Dies kann die

- Beratung der Hauseigentümer, der Heizungsfirmen und Installateure,
- Verringerung oder Verzicht von Netz- und Anschlußkostenbeiträgen,
- Finanzierungshilfen bei Umstellung und Nachinstallation von Einzelöfen auf Zentralheizungen

umfassen.

Im Rahmen der Untersuchungen wird daher zwischen den zwei Ausbauvarianten forciertem Ausbau und normalen Ausbau unterschieden. Bei einem forcierten Ausbau wird von geringeren Zeitdauern bis zur Vollversorgung ausgegangen. Bei einem normalen Ausbau

¹⁰⁵ Der Anschluß- und Benutzungszwang kann auch als Bestandteil von Grundstücks-Kaufverträgen privatrechtlich vereinbart werden, falls die Kommune im Zuge des Planungsverfahrens Eigentümerin der Grundstücke wird. Diese Möglichkeit besteht vor allem für Neubaugebiete.

kann teilweise unterstellt werden, daß der Wechsel des Heizungssystems im Erneuerungszyklus erfolgt. Da im Weiteren Nahwärmesysteme tendenziell kleinere Gebiete versorgen, deren Anschlußgrad und –dauer eher beeinflussbar ist als bei Fernwärmeversorgungssysteme, wird entsprechend zwischen Nah- und Fernwärmeversorgung differenziert. In Tabelle 7-13 sind die im Flächenmodell angenommenen Anschlußgrade und –dauern für die einzelnen Siedlungstypen aufgelistet.

Tabelle 7-13: Annahmen des Anschlußgrades und -dauer an die Nah-/Fernwärmeversorgung verschiedener Ausbaustrategien

Siedlungstypen	Forcierter Ausbau		Normaler Ausbau			
	Dauer bis zur Vollversorgung (100 %) in Jahre		Ausbaustand			
			Nahwärme		Fernwärme	
	Nahwärme	Fernwärme	Jahre	Versorgungsgrad in [%]	Jahre	Versorgungsgrad in [%]
ST 1	5	5	5	80	10	80
ST 2	5	5	5	80	10	80
ST 3a, 3b, 4	5	8	5	80	15	80
ST 5a, 5b, 6	5	5	5	80	10	80
ST 7a, 7b, 8	5	5	5	80	10	80
ST 9	5	5	10	80	10	80
ST 10a	5	5	5	100	5	100
ST 11b	8	8	20	55	20	55

7.4 Analyse der Nahwärmeversorgung

Die Kosten der Nahwärmeversorgung sind stark abhängig von der Versorgungsaufgabe, d. h. dem Siedlungstyp bzw. der Kombination der Siedlungstypen. Durch den Siedlungstyp bzw. die Siedlungstypen sind die Gebäudetypen und deren Anzahl festgelegt.

Im Folgenden werden zuerst die durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten auf Basis von Heizöl und Erdgas für die unterschiedlichen Siedlungstypen mit Hilfe des Flächenmodells ermittelt um diese anschließend mit den durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten verschiedener Ausbauvarianten (normal und forciert) der Nahwärmeversorgung und Größen von Versorgungsgebieten zu vergleichen.

Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten werden jeweils für den Betrachtungszeitraum von 1995-2025 ermittelt. Hierbei wird die in Abbildung 7-10 dargestellte Energieträgerpreisentwicklung zugrunde gelegt. Für die Berechnungen der Kapitalkosten wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren (18 Jahre für Brennwertkessel) und ein realer Zinssatz von 6 % angenommen.

In Abbildung 7-19 sind die durchschnittlichen Wärmegegestehungskosten für Gebäudeheizung und Brauchwarmwassererzeugung der unterschiedlichen Siedlungstypen auf Basis

Heizöl-Niedertemperaturheizung dargestellt. Diese sind abhängig von den Gebäudetypen (vgl. Abbildung 7-17), die hauptsächlich im Siedlungstyp vorhanden sind (vgl. Tabelle 7-1). In ST1, ST2, ST3 und ST4, in denen vor allem EFH, ZFH und RDH vorkommen, sind die durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten mit 16,04 bis 19,86 Pf/kWh am höchsten (vgl. auch Abbildung 7-17). Die niedrigsten durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten ergeben sich für die Siedlungstypen ST 6, ST 10a und ST 11b mit Werten zwischen 9,04 und 9,93 Pf/kWh. Die Bandbreite der durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten berechnet sich aufgrund der Variation der minimalen, mittleren und maximalen Wärmehöchstlast- bzw. Wärmeverbrauchsichte innerhalb der verschiedenen Siedlungstypen (vgl. Abbildung 7-2). Für die Siedlungstypen ST 3, ST 5b und ST 9 ist der Wärmepreis aufgrund der Vielfalt der Gebäudetypen uneinheitlich. Die größte Spannbreite der spezifischen Wärmegegestehungskosten von 11,01 bis 14,64 Pf/kWh resultiert für den ST 9, in dem neben GMH bzw. Sonderbauten, KMH und EFH existieren. Die Ober- bzw. Untergrenze der spezifischen Wärmegegestehungskosten kann nicht allgemein der minimalen oder maximalen Wärmehöchstlast eines Siedlungstyps zugeordnet werden, da die spezifischen Wärmegegestehungskosten in Abhängigkeit der Wärmedichte und der Zusammensetzung des Gebäudebestandes variieren können.

Analog können die durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten für Heizungen und Warmwassererzeugung auf Basis Erdgas-Zentralheizungen ermittelt werden (vgl. Abbildung 7-20). Diese liegen für die Siedlungstypen ST1, ST2, ST3 und ST 4 bei 16,89 bis 19,73 Pf/kWh und sind somit um rund 1,2 bis 10,6 Pf/kWh höher als für die anderen Siedlungstypen. Die niedrigsten durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten ergeben sich ebenfalls für die Siedlungstypen ST 6, ST 10a und ST 11b mit Werten zwischen 9,07 und 9,99 Pf/kWh. Für die Berechnungen wurde der Erdgaspreis für Haushaltskunden bzw. dessen Entwicklung (vgl. Abbildung 7-10) verwendet. Daher sind die Erdgasverteilungskosten in diesem Fall nicht getrennt aufgeführt, da diese bereits in dem Erdgaspreis für Haushaltskunden enthalten sind.

Eine Nahwärmeversorgung in den Siedlungstypen ist nur dann wirtschaftlich konkurrenzfähig, wenn die durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten für die Nahwärmeerzeugung und -verteilung (inklusive Vertriebs- und Messkosten) geringer sind als die anlegbaren Wärmepreise. Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegegestehungskosten für Gebäudeheizung und Brauchwarmwassererzeugung auf Basis von Heizöl sind weitgehend unabhängig von der Größe des Siedlungstyps und der Wechselbereitschaft (dem Anschlußgrad bzw. der Anschlußdauer). Dagegen werden die Wärmegegestehungskosten (inklusive Verteilung) der Nahwärme, die mit BHKW-Anlagen erzeugt wird, von der Größe des Versorgungsgebietes und der Wechselbereitschaft der möglichen Verbraucher beeinflusst.

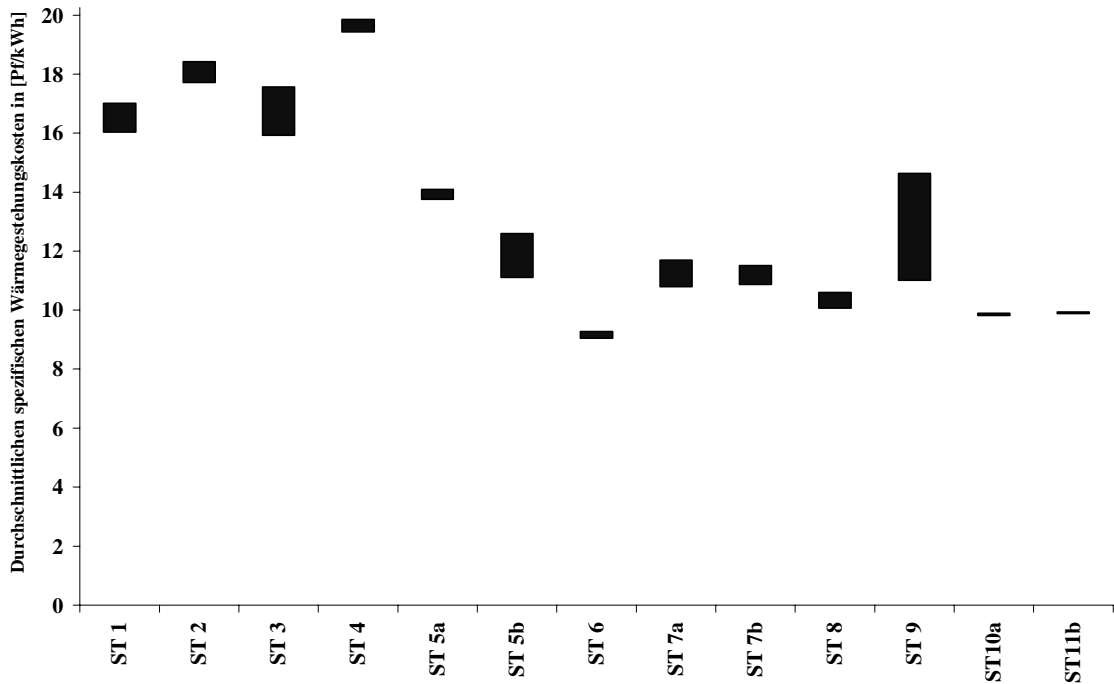


Abbildung 7-19: Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten für Heizung und Warmwassererzeugung auf Basis Heizöl-Niedertemperaturheizungen in den Siedlungstypen

In Versorgungsgebieten, die sowohl mit Heizöl als auch mit Erdgas versorgt sind, liegen die durchschnittliche Wärmegestehungskosten zwischen den in Abbildung 7-19 und Abbildung 7-20 dargestellten Kostenalternativen.

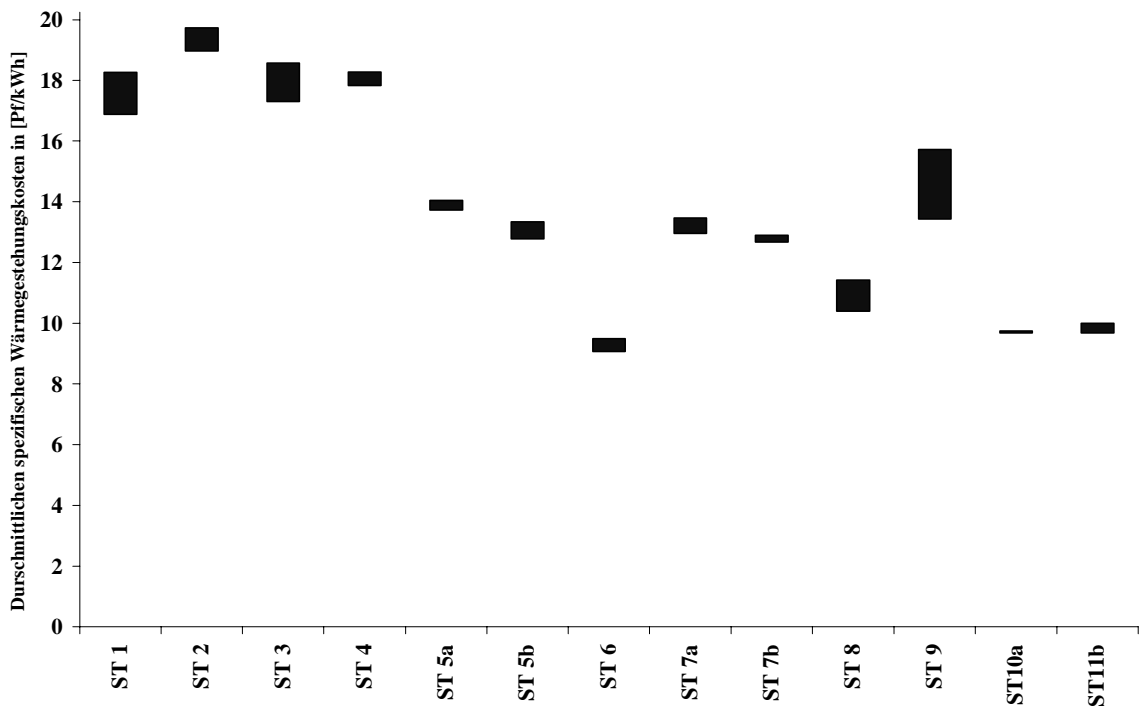


Abbildung 7-20: Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten für Heizung und Warmwassererzeugung auf Basis Erdgas-Zentralheizungen in den Siedlungstypen

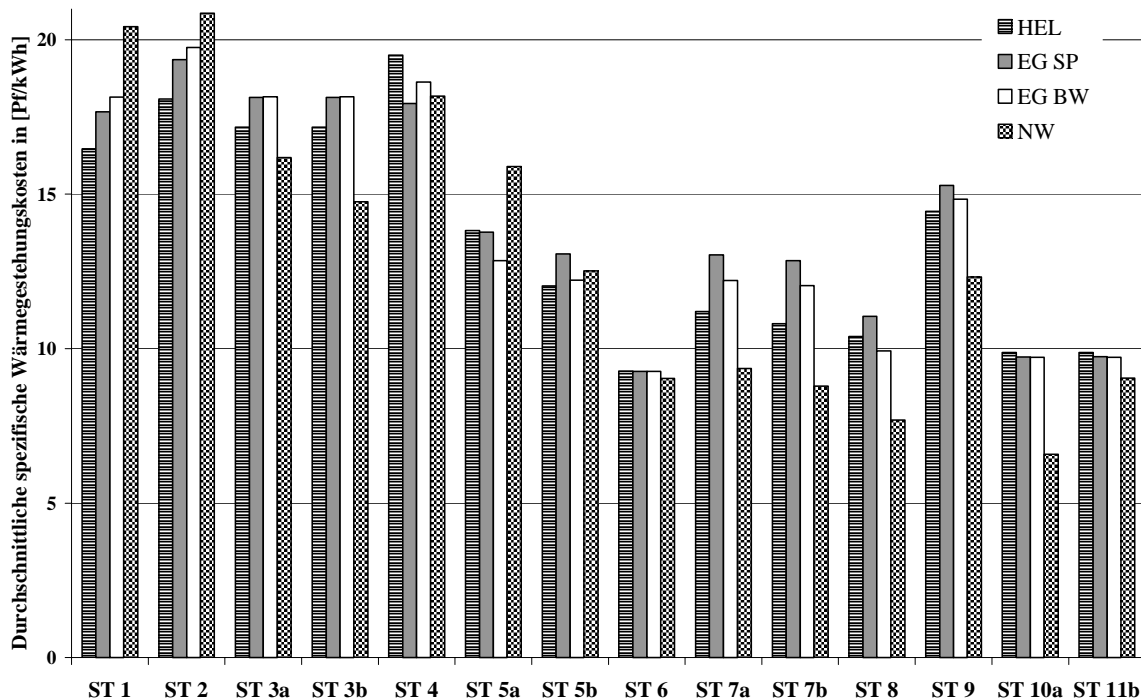


Abbildung 7-21: Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme in den unterschiedlichen Siedlungstypen mit der häufigsten Größe der Siedlungsfläche (normaler Ausbau)

Der Einfluß der Größe der Siedlungsfläche auf die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten der Nahwärme kann Abbildung 7-21 und Abbildung 7-22 entnommen werden. In Abbildung 7-21 sind die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten der Versorgungsvarianten Heizöl extra leicht (HEL), Erdgas Spezialkessel (EG Sp), Erdgas Brennwertkessel (EG BW) und Nahwärme (NW) dargestellt. Der Aufbau der Nahwärmeversorgung erfolgt entsprechend der Variante normaler Ausbau. Für die Fläche des Siedlungstyps wurden jeweils die am häufigsten beobachtbaren Größe des Siedlungstyps in einer Großstadt zugrunde gelegt (vgl. Tabelle 7-2). Bei der Auslegung des BHKWs wurde ein siedlungstypabhängiger Gleichzeitigkeitsfaktor des Wärmebedarfs zwischen 0,9 und 0,7 berücksichtigt (vgl. Tabelle 7-14). Der vom BHKW erzeugte Strom wurde entsprechend der Stromgutschrift 2 vergütet. Die Entwicklung des Wärmeverbrauchs entspricht der Trendentwicklung.

Hierbei ist die Versorgung durch Nahwärme für die Siedlungstypen ST 3a, ST 3b, ST 6 – ST 11b wirtschaftlich. Für die Siedlungstypen ST1, ST2, ST4, ST5a und ST 5b sind die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten der Nahwärmeversorgung wirtschaftlich ungünstiger als mindestens eines der Vergleichssysteme.

Da die durchschnittliche Größe der Siedlungsfläche eines Siedlungstyps, bis auf die Siedlungstypen ST1 und ST9, größer ist als die häufigste Flächengröße, sind die (auf die durchschnittliche Fläche bezogenen) durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten der Nahwärmeversorgung geringer (vgl. Abbildung 7-22). Die Reduzierung der durch-

schnittlichen spezifischen Wärmegehungskosten für die Nahwärme durch das größere Versorgungsgebiet bewirkt, daß unter diesen Bedingungen auch die Nahwärmeversorgung für die Siedlungstyp ST 4 und ST 5b wirtschaftlich günstiger wird als die anderen Versorgungsalternativen. Für Siedlungstyp ST 1 ergeben sich aufgrund der nahezu identischen Flächengrößen keine Kostenunterschiede. Für Siedlungstyp ST 9 sind die durchschnittlichen spezifischen Wärmegehungskosten der Nahwärmeversorgung der durchschnittlichen Siedlungsgröße höher aufgrund der geringeren Siedlungsfläche im Vergleich zur häufigsten Siedlungsgröße. Die durchschnittliche Siedlungsflächegröße des Siedlungstyp ST 9 kann günstiger mit Nahwärme als mit Heizöl versorgt werden.

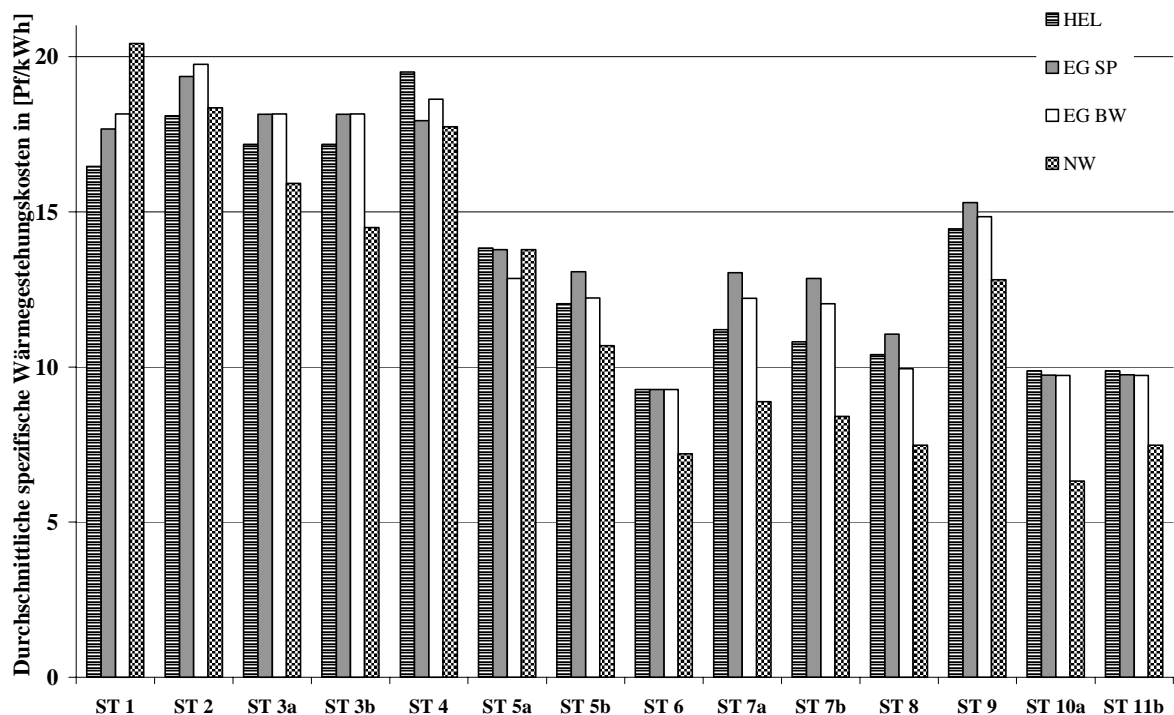


Abbildung 7-22: Durchschnittliche spezifische Wärmegehungskosten unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme in den unterschiedlichen Siedlungstypen mit der durchschnittlichen Größe der Siedlungsfläche (normaler Ausbau)

Wie in Abbildung 7-23 zu sehen ist, sind die Kostendifferenzen zwischen dem normalen und dem forcierten Ausbau für den Siedlungstyp ST 10a (öffentliche Sonderbauten) am geringsten, da zwischen den Ausbauvarianten kaum Unterschiede in der Anschlußdauer besteht. In beiden Ausbauvarianten wird ein Anschlußgrad von 100 % erreicht, so daß in diesem Fall die Kostendifferenz 3,4 % bzw. 0,1 Pf/kWh beträgt. Die größte Kostendifferenz ergibt sich für den Siedlungstyp ST 11b, da bei diesen Siedlungstypen im Fall eines normalen Ausbaus nur ein maximaler Anschlußgrad von 55 % (bei forciertem Ausbau immer 100 %) erreicht wird. Hieraus resultiert eine Kostendifferenz um 45 % bzw. 1,66 Pf/kWh. Der Anschlußgrad der anderen Siedlungstypen beträgt beim normalen Ausbau maximal 80 %. Daraus ergeben sich für die durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten Kosten-

differenzen zwischen dem normalen und dem forcierten Aufbau des Nahwärmenetzes zwischen ca. 20 % und 25 % (vgl. Abbildung 7-23) bzw. von 0,6 Pf/kWh bis 1,6 Pf/kWh.

Durch einen forcierten Ausbau der Nahwärmeversorgung ergeben sich somit wirtschaftlich günstigere Ausbaubedingungen. Die Auswirkungen auf die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten sind in Abbildung 7-24 dargestellt. Im Gegensatz zum normalen Ausbau (vgl. Abbildung 7-21) könnte zusätzlich der Siedlungstyp ST 5b wirtschaftlich mit Nahwärme versorgt werden.

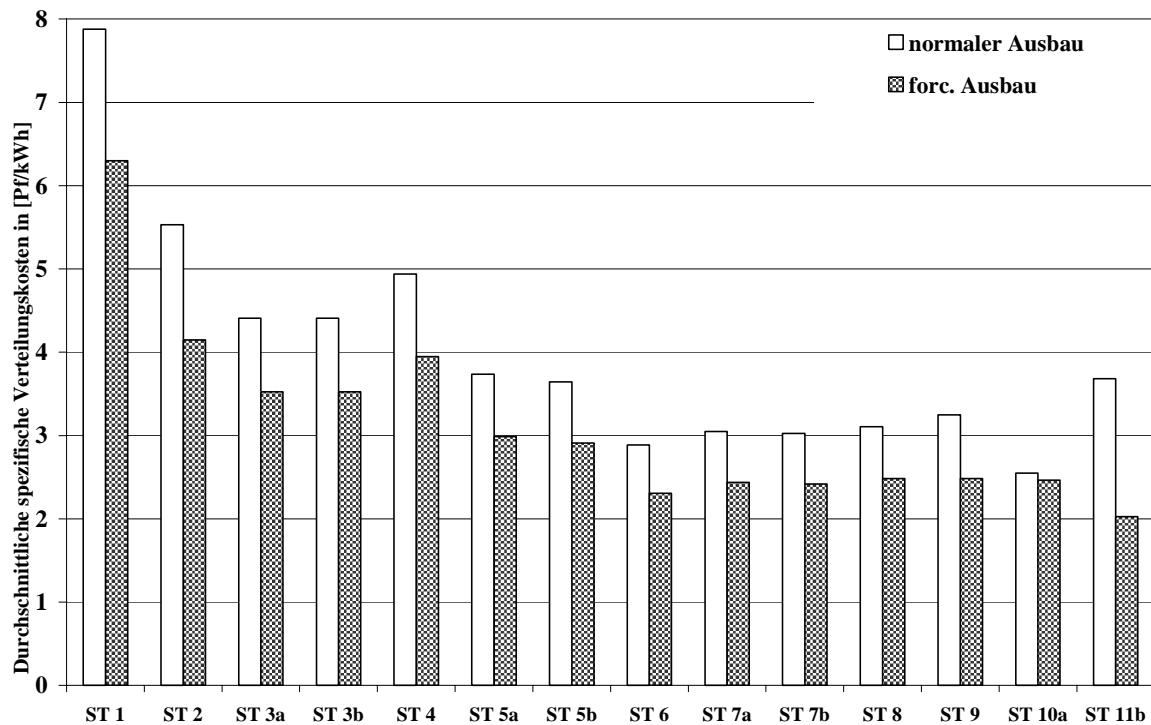


Abbildung 7-23: Durchschnittliche spezifische Verteilungskosten bei normalem und bei forciertem Ausbau innerhalb der unterschiedlichen Siedlungstypen

In Abbildung 7-25 sind die durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten in Abhängigkeit von der Entwicklung des Wärmebedarfs (WB) bzw. -verbrauchs dargestellt. Da für alle Varianten eines Siedlungstyps gleiche Kapitalkosten zugrunde liegen, beeinflusst die Entwicklung des Wärmeverbrauchs die durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten. Im Fall der Entwicklung des Wärmeverbrauchs entsprechend dem Szenario „Superspar“ ergeben sich aufgrund der geringsten durchschnittlichen Auslastung des Verteilungsnetzes die höchsten durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten. Die mögliche Reduktion des Wärmeverbrauchs hängt von den, in den Siedlungstypen vorhandenen, Gebäudetypen und deren Altersstruktur (den Baualterklassen) ab (vgl. Tabelle 7-8). In Siedlungstypen mit überwiegend kleineren Gebäuden (EFH und RDH) sind die Auswirkungen der Reduktion des Wärmeverbrauchs größer als in Siedlungstypen mit größeren Gebäuden (HH oder Sonderbauten).

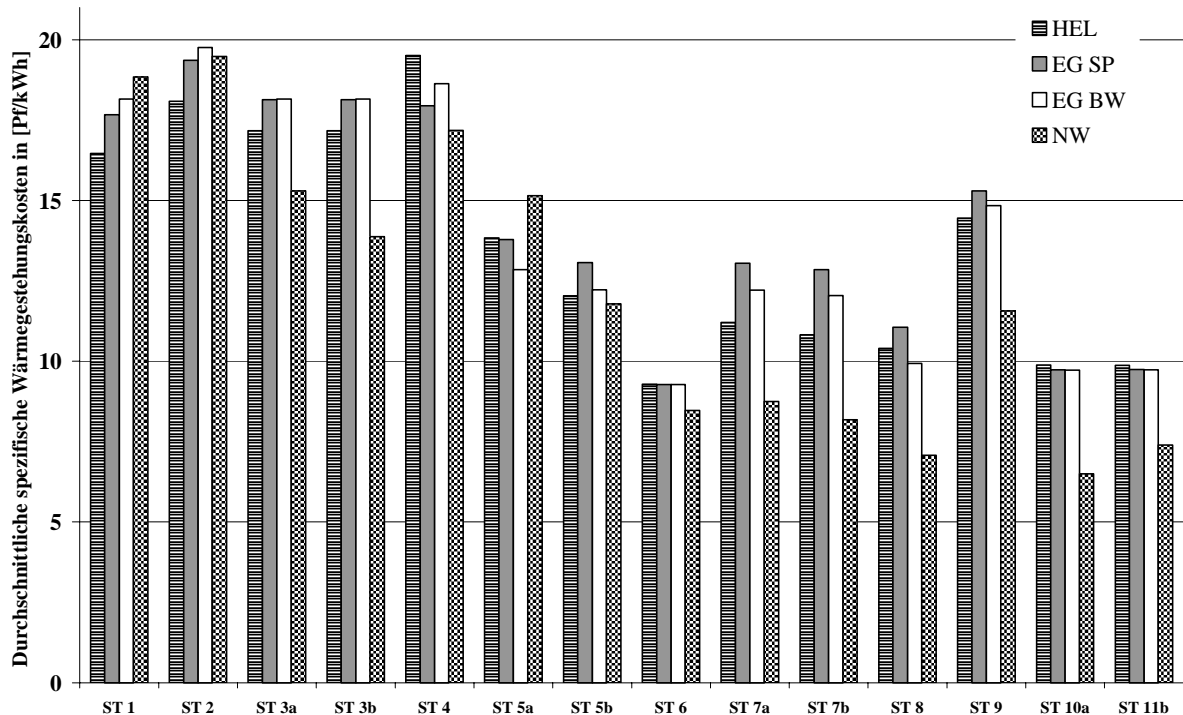


Abbildung 7-24: Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten unterschiedlicher Wärmeversorgungssysteme in den unterschiedlichen Siedlungstypen mit der häufigsten Größe der Siedlungsfläche (forcierter Ausbau)

Die Reduktion des Wärmeverbrauchs wirkt sich am stärksten in den Siedlungstypen ST 1, ST 2 und ST 4 mit einer Erhöhung der durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten von 36,2 % bis 45,2 % aus. In den Siedlungstypen ST 7a und ST 7b kann aufgrund der Reduktion des Wärmeverbrauchs eine Verteuerung um 26,8 % bis 28,3 % und in den Siedlungstypen ST 3a und ST 3b um 19,8 % beobachtet werden. Die durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten sind in den Siedlungstypen ST 6, ST 8, ST 9, ST 10a und ST 11b aufgrund des geringeren Wärmeverbrauchs um 10,7 % bis rund 14 % höher. Die Auswirkungen der Reduktion des Wärmeverbrauchs sind mit 4,6 % im Siedlungstyp ST 5a, der sich hauptsächlich aus kleinen neueren (Baujahrsklasse ab 1984) Mehrfamilienhäusern zusammensetzt, am geringsten.

Die spezifischen Verteilungskosten der Jahre 2005 und 2025 werden von den fallenden Verlegekosten pro laufenden m Leitung (vgl. Abbildung 7-16) und dem sinkenden Wärmebedarf (vgl. Abbildung 7-7) beeinflusst. Um den Einfluß der Verlegekosten zu beurteilen, wurde angenommen, daß bereits im Jahr 1995 die spezifischen Verlegekosten für die Jahre 2005 bzw. 2025 gelten. Dadurch wird in allen Vergleichsfällen der gleiche Betrachtungszeitraum und eine einheitliche Entwicklung des Wärmeverbrauchs zugrunde gelegt. In Abbildung 7-26 sind die durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten der verschiedenen Ausbauvarianten in Abhängigkeit der Verlegekosten innerhalb der unterschiedlichen Siedlungstypen dargestellt. Die maximale Reduktion der Verlegekosten bewirkt eine Verminderung der durchschnittlichen spezifischen Verteilungskosten um 18 % bis 22 % bzw. um

0,7 Pf/kWh bis 1,7 Pf/kWh für Siedlungstypen mit überwiegender EFH, RDH oder KMH Bebauung (ST1, ST2, ST 3a, ST 3b, ST 4, ST 5a und ST 5b). Für Siedlungstypen mit überwiegend größeren Gebäudetypen (GMH, HH, Sonderbauten) beträgt die Kostensenkung zwischen 12,1 % bis 15,4 % oder 0,3 Pf/kWh bis 0,7 Pf/kWh. Die geringste Kostensenkung von 4,1 % bzw. 0,15 Pf/kWh kann im Siedlungstyp ST 11b (gewerbliche Sonderbauten groß) erreicht werden.

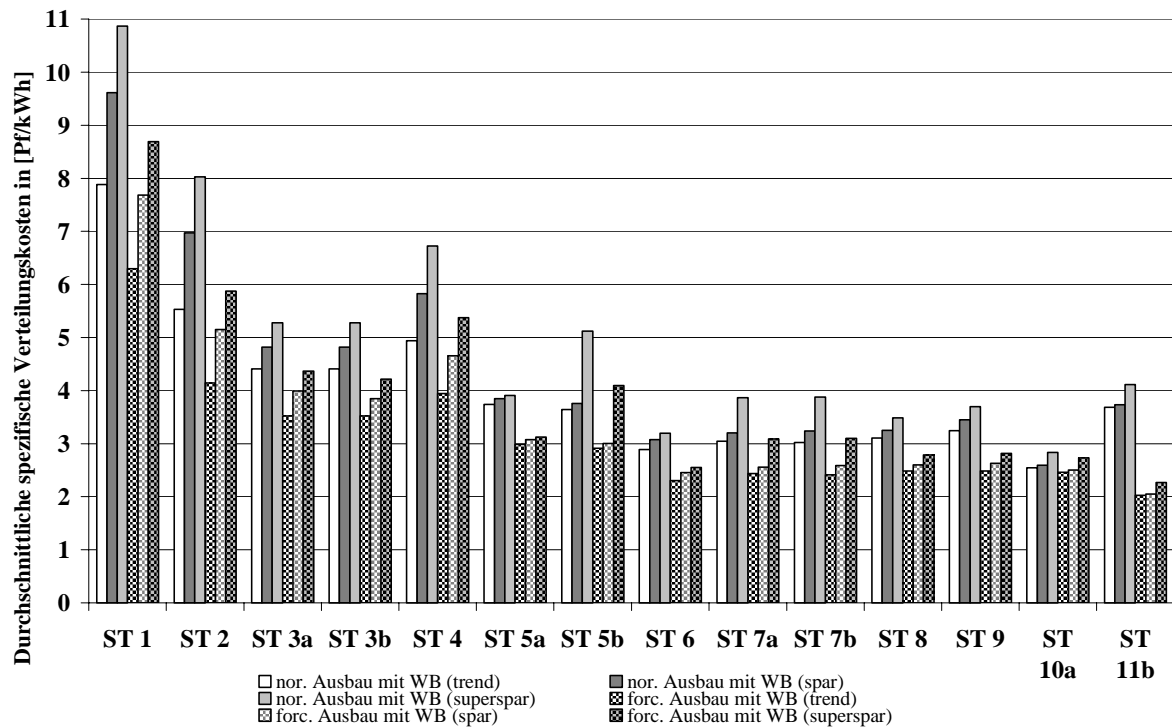


Abbildung 7-25: Durchschnittliche spezifische Verteilungskosten (1995-2025) der verschiedenen Ausbauvarianten in Abhängigkeit der Entwicklung des Wärmebedarfs bzw. -verbrauchs innerhalb der unterschiedlichen Siedlungstypen

Neben der Versorgung eines Siedlungstyps können mehrere Siedlungstypen (vgl. Tabelle B-14) miteinander vernetzt sein. Die spezifischen Verteilungskosten der miteinander verknüpften Siedlungstypen mitteln sich dadurch teilweise aus, wie bei der Analyse der Fernwärmeversorgung zu sehen ist (vgl. Kapitel 7.5).

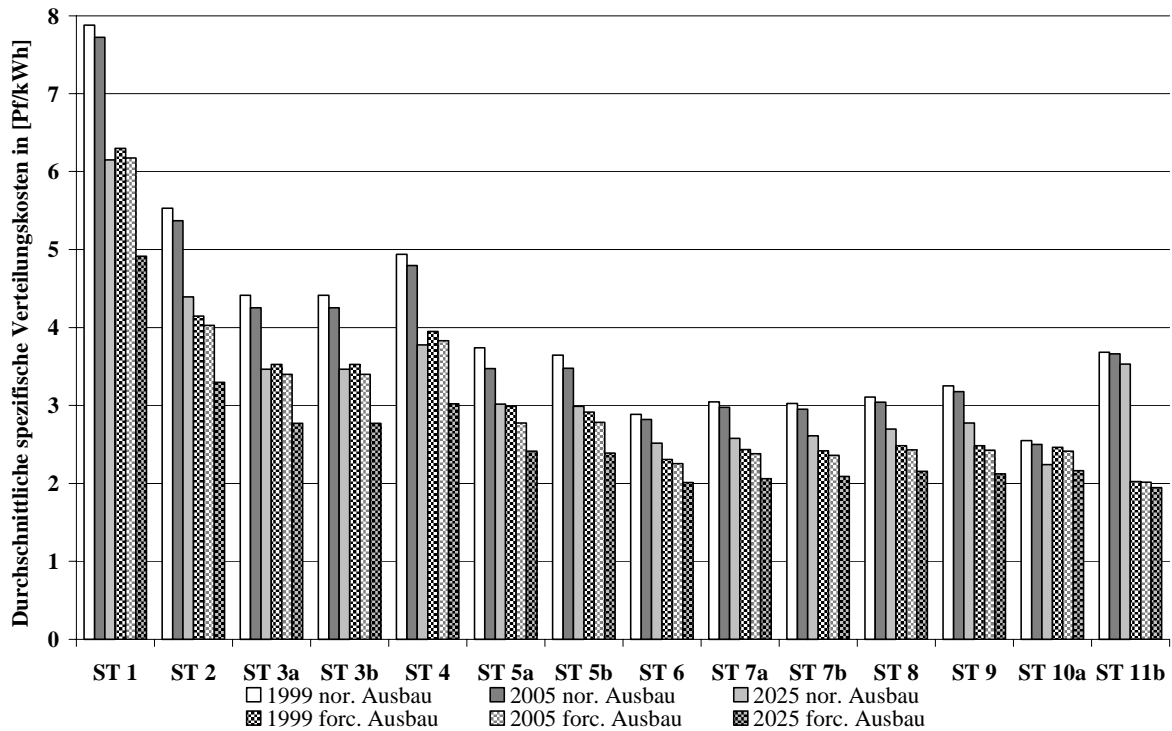


Abbildung 7-26: Durchschnittliche spezifische Verteilungskosten (1995-2025) der verschiedenen Ausbauvarianten in Abhängigkeit der Verlegekosten innerhalb der unterschiedlichen Siedlungstypen (Wärmeverbrauch Trend)

BHKW- bzw. Nahwärmepotential in Abhängigkeit der Stromgutschrift

Wie bereits in Kapitel 3.1.1 beschrieben bzw. in Kapitel 7.3.3 aufgezeigt, sind die spezifischen Wärmeerzeugungskosten der BHKW und damit das Nahwärmepotential abhängig von der Stromgutschrift. Die Stromgutschrift 1 (Stromgutschrift entspricht Grenzkosten) verteuert die Nahwärmeversorgung im Vergleich zur Stromgutschrift 2 um 1,4 bis rund 1,7 Pf/kWh. Im ungünstigsten Fall - Stromgutschrift 1 und normale Ausbastrategie der Nahwärmeversorgung - ergeben im Vergleich zur Stromgutschriften 2 und einem forcierten Ausbau Mehrkosten zwischen 1,8 Pf/kWh und 3,3 Pf/kWh (vgl. Abbildung 7-27). Dadurch wäre im ungünstigsten Fall die Nahwärmeversorgung nur noch in den Siedlungstypen ST 3b und ST 10a wirtschaftlich.

In den bisherigen Überlegungen wurde nur zwischen zwei Größen von Siedlungsflächen (häufigste und durchschnittliche) unterschieden, um die Auswirkungen verschiedener Ausbauvarianten und Stromerlöse von KWK-Anlagen zu analysieren. Innerhalb von realen Siedlungsgebieten kommen jedoch unterschiedlich große Flächen eines Siedlungstypen vor. Dadurch variieren die Wärmebereitstellungskosten und somit die Wirtschaftlichkeit der Nahwärmeversorgung in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen und der Größe der Siedlungstypen. Im Folgenden werden daher die Extremfälle forcierten Ausbau und Stromgutschrift 2 (vgl. Abbildung 7-28) und normaler Ausbau mit Stromgutschrift 1 (Grenzkosten)

(vgl. Abbildung 7-29) anhand des exemplarischen Versorgungsgebietes (vgl. Abbildung 7-4) einander gegenübergestellt. Hierfür wurde das exemplarische Versorgungsgebiet im Flächenmodell abgebildet, indem die verschiedenen Siedlungstypen entsprechend ihrer geographischen Lage und Flächengröße erfasst wurden. In Abhängigkeit der Gebäudeanzahl und deren verschiedenen Gebäudetypen ergeben sich damit unterschiedliche Wärmehöchstlasten für die verschiedenen Siedlungstypen, die je nach angenommenen Wärmeverbrauchsentwicklung variieren können. Für die unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Annahmen wurde die kostenoptimale Wärmeversorgungsstruktur auf Basis Heizöl oder Nahwärme für das exemplarische Versorgungsgebiet mit Hilfe des Flächenmodells berechnet.

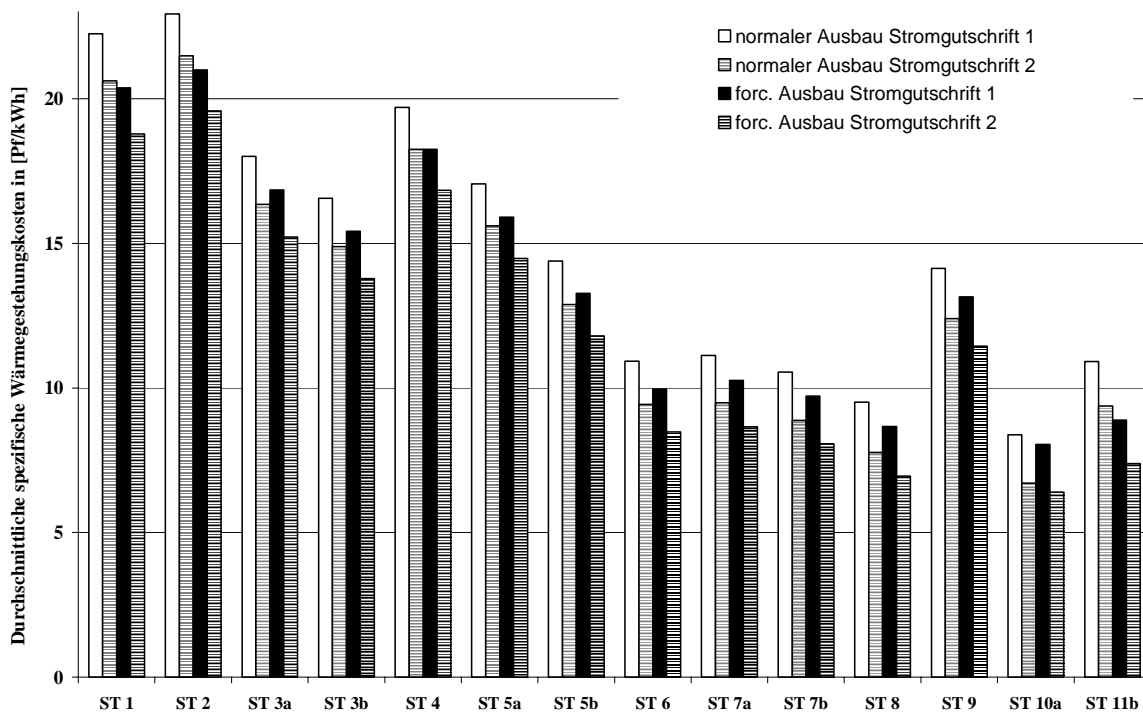


Abbildung 7-27: Durchschnittliche spezifische Wärmegestehungskosten (1995-2025) in den unterschiedlichen Siedlungstypen in Abhängigkeit der Einspeisevergütung und der Ausbauvariante

Unter den Randbedingungen eines forcierter Ausbaus und einem Stromerlöses entsprechend Stromgutschrift 2 (vgl. Abbildung 7-28) könnten 63,2 % der gesamten Siedlungsfläche des exemplarischen Versorgungsgebietes mit Nahwärme versorgt oder 72,7 % des gesamten Wärmebedarfs durch Nahwärme abgedeckt werden. Entsprechend würden 36,8 % der Siedlungsfläche bzw. 27,3 % des Wärmebedarfs mit Heizöl versorgt.

Im Fall eines normalen Ausbaus mit Stromgutschrift 1 (Grenzkostentarif) (vgl. Abbildung 7-29) reduziert sich die mögliche Ausbaufäche der Nahwärmeversorgung auf 18,1 % der gesamten Siedlungsfläche. Die Heizölversorgung dominiert mit einem Anteil von 81,9 % der gesamten Siedlungsfläche. Auf den Wärmebedarfs bezogen werden 28,4 % durch Nahwärme und 71,6 % auf Basis dezentralen Heizöl-Niedertemperaturheizungen erzeugt.



Abbildung 7-28: Nahwärmepotential bei forciertem Ausbau und Stromgutschrift 2



Abbildung 7-29: Nahwärmepotential bei normalem Ausbau mit Stromgutschrift 1 (Grenzkosten)

Zusammenfassung der Auswirkungen der Einflußfaktoren auf die Nahwärmege- stehungskosten

Wie in den vorangegangenen Abschnitten aufgezeigt, hängt das Nahwärmepotential von einer Reihe von Einflußfaktoren ab. Die Auswirkungen der Einflußfaktoren auf die Nahwärmege-
stehungskosten sind in Abbildung 7-30 dargestellt.

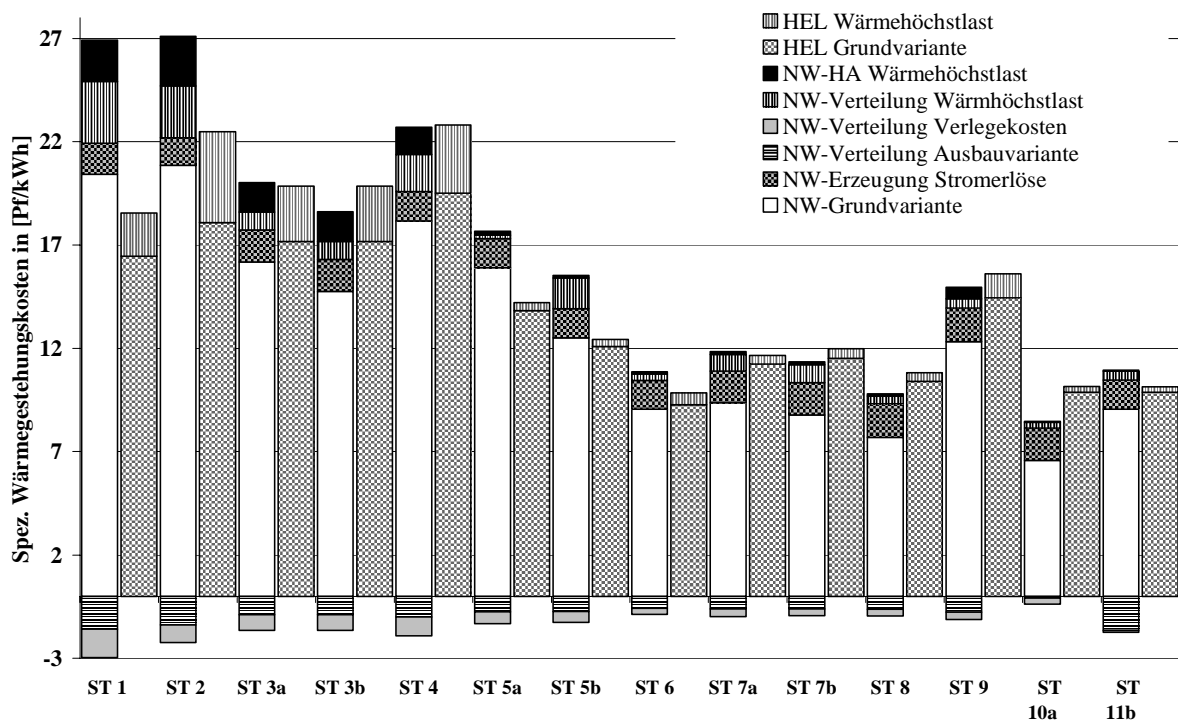


Abbildung 7-30: Einflußfaktoren der durchschnittlichen spezifischen Wärmege-
stehungskosten auf Basis von Nahwärme und Heizöl in den unterschiedlichen Siedlungstypen

Die in Abbildung 7-30 dargestellte „NW-Grundvariante“ geht von einem normalem Ausbau der Nahwärmeversorgung und einer Stromvergütung entsprechend der Verbändevereinbarung (Stromgutschrift 1) aus. Im Falle einer ungünstigen Stromvergütung steigen die Wärmeerzeugungskosten um bis zu 1,6 Pf/kWh an. Die absoluten Auswirkungen sind in allen Siedlungstypen nahezu gleich. Dagegen sind die prozentualen Auswirkungen ungünstigerer Stromvergütungen vor allem in Siedlungstypen mit größeren Gebäuden (z. B. ST 6 bis ST 11b) stärker als in Siedlungstypen mit EFH oder RDH (Verteuerung der Nahwärmeerzeugungskosten bis zu 23 %). Ein forciertes Ausbau der Nahwärmeversorgung bewirkt, daß die Nahwärmege-
stehungskosten in den Siedlungstypen (bis auf ST 10a und ST 11b) prozentual um 5,5 % bis 8,1 % sinken. In ST 10a ergeben sich bei diesen Ausbaubedingungen eine Kosteneinsparungen von 1,3 %. Dagegen können mit Hilfe dieser Ausbauvariante im Siedlungstyp ST 11b 18,3 % der Kosten eingespart werden. Die Reduktion des Wärmeverbrauchs, durch verstärkte und erweiterte Wärmedämmmaßnahmen als in der Trendentwicklung, hat im Vergleich zu den anderen Einflußfaktoren absolut die größten prozentuale Einflüsse auf die Wärmege-
stehungskosten der Siedlungstypen ST 1, ST 2, ST 3a, ST 3b, ST 4 und ST 5b. Sie

bewirkt eine Erhöhung der Wärmegestehungskosten bei den Siedlungstypen ST 1 und ST 2 um 23,5 % bis 24,5 %, bei ST 3a und ST 3b um ca. 14,5 %, bei ST 4 um 10,3 % und beim Siedlungstyp ST 5b um rund 13 %. Die Auswirkungen günstigerer Verlegekosten sind mit einer max. Reduktion der Nahwärmegestehungskosten um rund 7 % relativ gering.

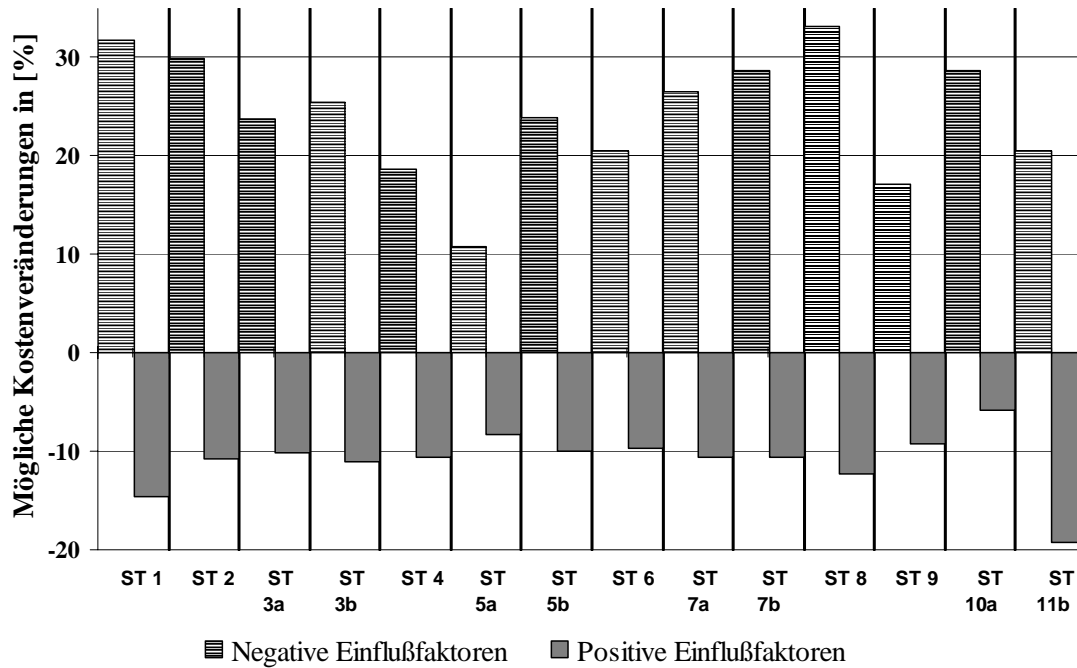


Abbildung 7-31: Prozentuale Auswirkungen negativer und positiver Einflußfaktoren auf die Wärmegestehungskosten der Nahwärmeversorgung

Insgesamt können alle ungünstigen Einflußfaktoren (Reduktion des Wärmeverbrauchs und geringere Stromerlöse) im Extremfall zu einem Anstieg der Nahwärmegestehungskosten um bis zu 31,8 % bei dem Siedlungstyp ST 1 führen. In den Siedlungstypen mit hoher Wärmedichte (ST 5b, ST 6, ST 7a, ST 7b, ST 8, ST 10a, und ST 11b), den bevorzugten Fernwärmeversorgungsgebieten, ist ein Kostenanstieg zwischen 20,5 % und 29,1 % möglich (vgl. Abbildung 7-31 obere Hälfte). Die geringsten Auswirkungen aller ungünstigen Einflußfaktoren ergeben sich für den Siedlungstyp ST 5a mit 10,8 %.

Durch die günstigen Einflußfaktoren (forcierter Ausbau und Reduktion der Verlegekosten) sind Kostensenkungen von 5,8 % bis 19,2 % möglich (vgl. Abbildung 7-31 untere Hälfte). Aus dem Vergleich zwischen den möglichen Kostensteigerungen und -senkungen ergibt sich, daß der Anteil der möglichen Kostensteigerungen überwiegt. Die geringsten Unterschiede ergeben sich für ST 11b mit 1,2 % und für ST 5a mit 2,5 %.

Die Wärmegestehungskosten von dezentrale Wärmeerzeugungssystemen auf Basis Heizöl werden, im Gegensatz zur Nahwärmeversorgung, nur durch die Veränderung des Wärmeverbrauchs beeinflusst. Diese Verbrauchsreduktion führt, wie in Abbildung 7-32 dargestellt, zu einer Erhöhung der Wärmeerzeugungskosten um bis zu 4,4 Pf/kWh bzw. 24,3 %. Die Auswirkungen sind in den Siedlungstypen mit hohem oder vorwiegendem Anteil an EFH

und RDH am größten, da bei diesen Gebäudetypen der Kapitalkostenanteil 38 % bis 40 % an den jährlichen Gesamtkosten beträgt. Im Vergleich dazu beträgt der Kapitalkostenanteil bei KMH und GMH nur 20 bis 24 % der jährlichen Gesamtkosten der Wärmeerzeugung.

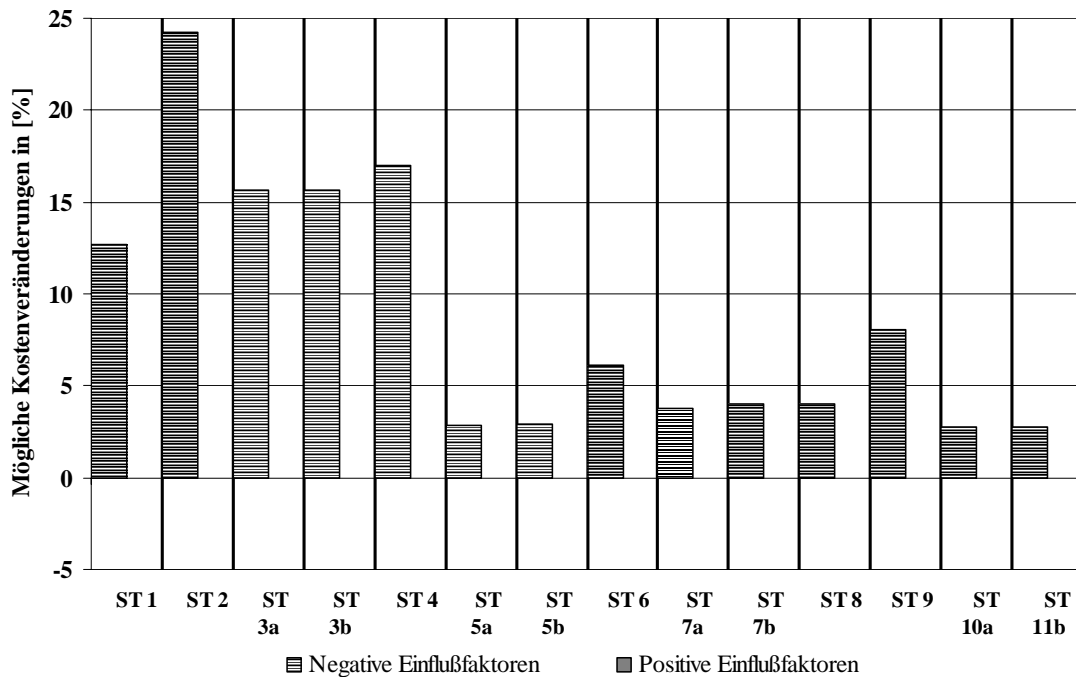


Abbildung 7-32: Prozentualer Anstieg der Wärmegestehungskosten auf Basis Heizöl bei Reduktion des Wärmeverbrauchs (negativer Einflussfaktor)

7.5 Analyse der Fernwärmeversorgung

Im Gegensatz zur Nahwärmeversorgung sind reale Versorgungsgebiete der Fernwärmeversorgung nicht auf einzelne Siedlungstypen begrenzt, sondern setzen sich aus unterschiedlichen benachbarten Siedlungstypen zusammen. Der Aufbau eines größeren Fernwärmeversorgungssystems setzt voraus, dass verschiedenartige Siedlungstypen durch entsprechende Hauptverteilungsleitungen wirtschaftlich zu erschließen sind. Hierbei spielt der Erschließungszeitraum eine erhebliche Rolle, da die Anlaufverluste für Verteilungsnetz und Erzeugungsanlage, sehr stark von der Auslastung der Komponenten abhängig sind. Bei der Analyse der Fernwärmeversorgung wird daher nur deren Ausweitung untersucht. Ein Neuaufbau würde den gleichzeitigen Ersatzbedarf von Heizungsanlagen eines sehr großen Versorgungsgebietes voraussetzen. Die Möglichkeiten einer Ausweitung der Fernwärmeversorgung wird anhand des in Abbildung 7-4 dargestellten Versorgungsgebietes mit Hilfe des Flächenmodells exemplarisch untersucht.

Die Wirtschaftlichkeit der Fernwärmeversorgung hängt neben dem Erschließungszeitraum, den Wärmeerzeugungskosten der Fernwärme, der Energieträgerpreisentwicklung, der Wärmehöchstlast des fernwärmeversorgten Gebietes, der Entwicklung des Wärmeverbrauchs auch von den Konkurrenzsystemen ab. Als Konkurrenzsysteme werden im Folgenden die

Erdgasversorgung aus Endkundensicht mit dezentralen Brennwert- bzw. Niedertemperaturkesseln, Niedertemperaturkessel mit Heizöl als Brennstoff und der Aufbau der Nahwärmeversorgung betrachtet.

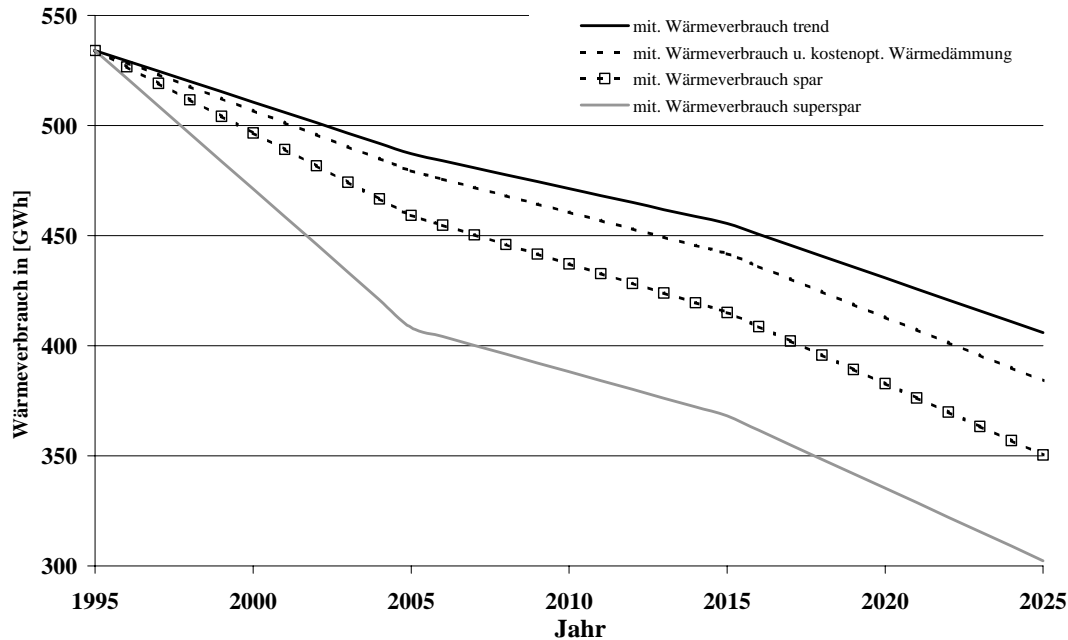


Abbildung 7-33: Entwicklung des Wärmeverbrauchs (mittlere Wärmehöchstlast im Basisjahr) des Versorgungsgebietes in Abhängigkeit der verschiedenen Szenarien der Wärmedämmung

In Abbildung 7-33 ist die Entwicklung des Wärmeverbrauchs des exemplarisch untersuchten Versorgungsgebietes für die unterschiedlichen Szenarien der Wärmedämmung dargestellt. Hierbei wurde für die verschiedenen Siedlungstypen eine mittlere Wärmehöchstlast (vgl. Abbildung 7-2) im Basisjahr unterstellt. Der Gesamtwärmeverbrauch des exemplarischen Versorgungsgebietes beträgt im Jahr 1995 rund 534 GWh. In Abhängigkeit der unterstellten Entwicklung des Wärmeverbrauchs nimmt dieser ab (vgl. Abbildung 7-33). Die Differenz des Wärmeverbrauchs zwischen den verschiedenen Szenarien vergrößert sich im Zeitverlauf. Die Reduktion des Wärmeverbrauch beträgt im Trendszenarien 24 %, Spar-Szenario 34,4 % und Superspar-Szenario 43,1 % bezogen auf das Basisjahr. Der Gesamtwärmeverbrauch bei der Variante kostenoptimale Wärmedämmung liegt mit ca. 384 GWh im Jahr 2025 zwischen dem Wärmeverbrauch des Trendszenariums und des Spar-Szenario.

Basierend auf den Verteilungskosten der Nahwärme wurden für die Mittel- und Unterverteilung der Fernwärme die Verteilungskosten für die Siedlungstypen bestimmt (vgl. Tabelle 7-14). Wegen den Temperaturanforderungen und der ungünstigeren Verlegebedingungen sind die spezifischen Verlegekosten pro Meter Leitung und somit die Verteilungskosten der Fernwärme höher als die der Nahwärme. Zusätzlich sind die Anlaufverluste aufgrund der längeren Erschließungszeiten größer. Die Kosten der Hauptverteilung ergeben sich

für ein Versorgungs- bzw. Siedlungsgebiet in Abhängigkeit der Größe des Siedlungsgebietes und der Zusammensetzung der Siedlungstypen. Die charakteristischen Größen der Erdgasversorgung unterscheiden sich im Vergleich zur Fernwärmeversorgung bei der technischen Auslegung der Grob- und Feinverteilung und den damit verbundenen Kosten (vgl. Tabelle B-19).

In Abbildung 7-34 sind die spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Versorgungsgebietes für verschiedene Versorgungsvarianten zusammengestellt. Hierbei wurde zwischen einer Komplettversorgung mit Heizöl (HEL), Erdgas (EG (HH)), Fernwärme (FW (Stromgut. 2)) und zwei optimalen Versorgungsvarianten (WV opt. (Stromgut. 1) und WV opt. (Stromgut. 2)) mit unterschiedlichen Stromgutschriften unterschieden. Bei den optimalen Versorgungsvariante wurde mit Hilfe des Flächenmodells die kostenoptimale Versorgungsstruktur für das Versorgungsgebiet ermittelt, d. h. unter Berücksichtigung der Gesamtkosten der Wärmeversorgung werden die Wärmeerzeugungssysteme auf Basis Heizöl, Erdgas, Nah- oder Fernwärme eingesetzt.

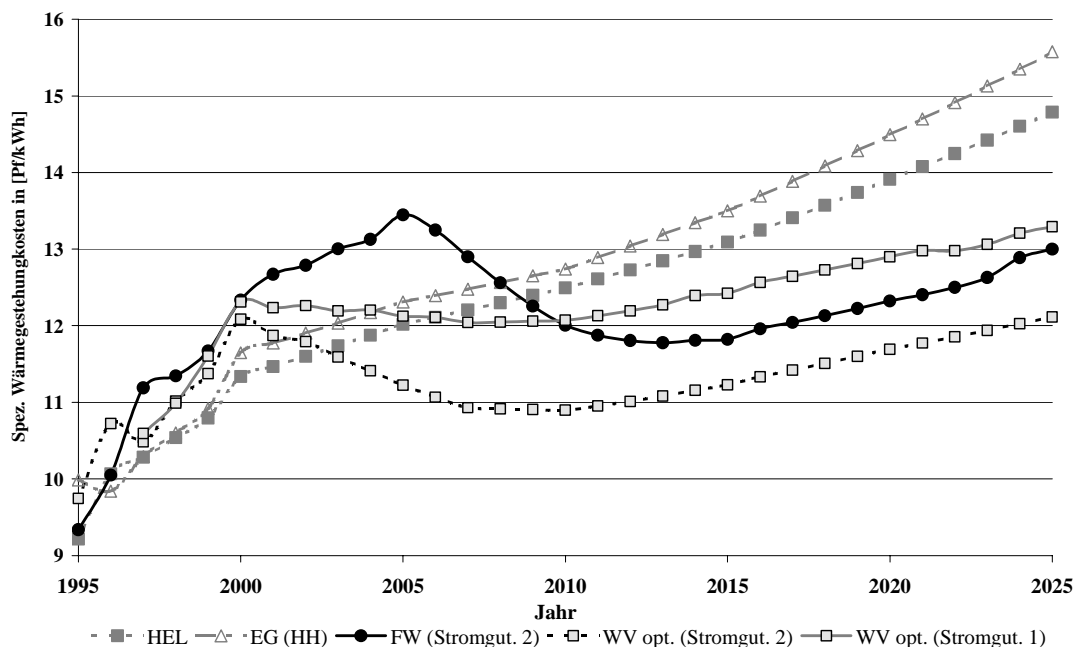


Abbildung 7-34: Entwicklung der spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Versorgungsgebietes in Abhängigkeit des Energieträgers und einer Trendentwicklung des Wärmeverbrauchs

Tabelle 7-14: Charakteristische Größen der Fernwärmeverteilung in den Siedlungstypen

Bezeichnung des Siedlungstyps	Kurzbezeichnung	ST 1	ST 2	ST 3	ST 4	ST 5a	ST 5b	ST 6	ST 7a	ST 7b	ST 8	ST 9	ST 10a	ST 11b
Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten														
Öffentliche Sonderbauten (groß)														
Historische Altstadt														
Citybebauung														
Blockbebauung hoher Dichte														
Blockbebauung niedriger Dichte														
Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäuser oder Hochhäuser														
Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäuser														
Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser														
Reihenhäuser														
Dorfkern														
Einfamilienhäuser- u. Doppelhäuser-Siedlung														
Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)														
Einheit														
Anzahl der Gebäude pro km ²	[1/km ²]	766	1257	1555	1767	1524	1172	720	1541	1484	901	2293	226	340
Mittlere Wärmehöchstlastdichte	[MW/km ²]	11,5	19,2	21,0	18,0	27,2	32,3	37,3	43,9	44,8	47,1	40,5	41,9	51,6
Mittlere Wärmeverbrauchsichte	GW/h/km ² *a	25,5	45,6	52,5	42,5	64,5	78,5	101,3	104,3	106,5	117,8	101,2	101,7	125,3
Gleichzeitigkeitsfaktor	[1]	0,9	0,85	0,80	0,85	0,80	0,75	0,70	0,80	0,80	0,70	0,80	0,70	0,70
Durchmesser KMR-Leitungen (MV + UV)	[mm]	60	60	70	75	75	80	75	70	75	75	75	80	75
Durchschnittliche Kosten KMR pro m	[DM/m]	650	650	670	720	720	720	720	670	720	720	720	720	720
Annuisierte spez. Investitionskosten KMR	[DM/MW/h]	42,89	28,02	23,80	29,14	20,81	18,50	15,75	15,35	12,58	12,84	14,16	13,18	11,39
Nennweite der Hausanschlußleitungen	[mm]	25,00	25,00	25,00	32,00	25,00	25,00	32,00	25,00	32,00	32,00	32,00	25,00	32,00
Kosten pro m Hausanschlußleitung	[DM/m]	400	400	400	430	400	400	430	400	430	430	430	400	430
Länge der Hausanschlußleitungen	[m]	17,5	7,2	3,0	6,4	7,0	9,0	16,8	4,0	4,0	5,5	3,0	20,0	25,0
Annuisierte spez. Inv. Hausanschluß	[DM/MW/h]	17,84	6,60	2,48	8,01	5,24	4,22	5,42	1,74	1,78	1,69	2,01	2,37	3,45
Anteil des Wärmeverlustes	[%]	15	10	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Spezifische Betriebskosten Pumpstrom	[DM/MW/h]	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88
Spezifische Betriebskosten Wärmeverluste	[DM/MW/h]	9,00	6,00	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Spez. Kosten Organisation und Verwaltung	[DM/MW/h]	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
Spezifische Verteilungskosten ges.	[DM/MW/h]	80,61	51,50	41,95	52,83	41,73	38,40	36,85	32,77	30,05	30,21	31,85	31,24	30,52

Die spezifischen Wärmegestehungskosten der leitungsgebundenen Versorgungssysteme steigen zu Beginn des Betrachtungszeitraumes an, da die Investitionen aufgrund des Anschlußgrades und –dauer nicht sofort sondern erst im Laufe der Zeit genutzt werden. In der

Aufbauphase leitungsgebundener Versorgungssysteme wird teilweise das Versorgungsgebiet noch auf Basis von Heizöl mit Wärme versorgt. Die Höhe bzw. der Anstieg der spezifischen Wärmegegestehungskosten wird daher durch die in diesem Fall geringeren spezifischen Wärmegegestehungskosten der Heizölversorgung ausgeglichen. Die spezifischen Wärmegegestehungskosten sind bis zum Jahre 2008 bei der Fernwärmevervollversorgung am höchsten, da neben dem Leitungsnetz auch für das Heizkraftwerk Kapitalkosten anfallen. Im Gegensatz zur Vollversorgung wird der Ausbau der Fernwärmeverversorgung im Fall der kostenoptimalen Wärmeversorgung nur bis zum Jahr 2003 betrieben um die Anlaufverluste für das Heizkraftwerk und das Verteilungsnetz zu reduzieren. Daher werden im Falle der Optimierung der Wärmeversorgung unterschiedliche Wärmeversorgungssysteme in den Teilgebieten des exemplarischen Versorgungsgebietes eingesetzt. Der Kurvenverlauf der spezifischen Wärmegegestehungskosten ist sowohl im Falle einer Fernwärmevervollversorgung als auch bei der optimalen Versorgungsvariante zu Beginn des Betrachtungszeitraumes ungleichmäßig, da unterschiedlich große Gebiete an die Fernwärmeverversorgung angeschlossen werden, bzw. im Fall der optimalen Versorgungsvariante durch die Nahwärmeverversorgung neu erschlossen werden.

In Abbildung 7-36 ist die Wärmeversorgung des Versorgungsgebietes nach Energieträgern (bei mittlerem Wärmehöchstlast, Trendentwicklung des Wärmeverbrauchs und Stromgutschrift 2) zum Ende des Betrachtungszeitraumes (2025) dargestellt. Große Bereiche des Versorgungsgebietes werden mit Fernwärme versorgt (42,5 % der gesamten Siedlungsfläche). Im Vergleich dazu wird zu Beginn des Betrachtungszeitraumes nur in ca. 12,9 % des Gesamtgebietes Fernwärme als Endenergieträger eingesetzt. Vom Standort des Heizkraftwerkes weit entfernte Gebiete mit höherer Wärmedichte verfügen über eine Nahwärmeverversorgung (Abbildung 7-36 unterer Bereich). Insgesamt wird ca. 20,6 % der Siedlungsfläche mit Nahwärme versorgt. In den dazwischen liegenden Siedlungstypen (zum überwiegende Siedlungstyp ST 2) erfolgt die Wärmeversorgung auf Basis von Heizöl. Im Gegensatz zur reinen Nahwärmeverversorgung (vgl. Abbildung 7-28) werden auch Teile der Siedlungstypen ST 2 mit Fernwärme versorgt. Die Wärmeversorgung auf Basis von Heizöl erfolgt in rund 36,9 % der Siedlungsfläche des gesamten Versorgungsgebietes.

Die ökonomische Ausweitung der Fernwärmeverversorgung ist hauptsächlich abhängig von dem Erschließungszeitraum, da einerseits die Erzeugungsanlagen nicht kostengünstig in beliebiger Leistungsgröße und zu jedem Zeitpunkt installiert werden können, andererseits für den Aufbau der Fernwärmehauptverteilung gewisse Bauzeiten notwendig sind. Infolgedessen wird bei der Bestimmung der kostenoptimalen Wärmeversorgung ebenfalls berücksichtigt, in wieweit es wirtschaftlich ist, Leitungskapazitäten für einen späteren Ausbau vorzuhalten.

Entsprechend können bei der Entwicklung der Endenergienachfrage nach Versorgungsenergieträgern zu Beginn die größten Veränderungen beobachtet werden. In Abbildung 7-35 ist die Entwicklung der Endenergienachfrage nach Energieträgern dargestellt. Hierbei wird zwischen Heizöl leicht (HEL), Nahwärme (NW), Fernwärme (FW) Bestand und Fernwärme (FW) Zubau unterschieden. Die Endenergienachfrage nach Fernwärme steigt zwi-

schen 1997 und 2010 von rund 99 GWh auf 233 GWh (Fernwärme Bestand und Fernwärme Zubau) und die Nachfrage nach Nahwärme von 0 GWh auf 143 GWh an. Im Jahr 2010 beträgt der Anteil des Heizöls 23,4 %, der Nahwärme 29,3 % und der Fernwärme 47,4 % an der gesamten Endenergienachfrage für Raumheizung und Brauchwarmwasser. Da ein relativ großer Anteil der Gesamtkosten der Wärmeerzeugung Kapitalkosten¹⁰⁶ sind, kommt es erst im Zuge von Ersatzbeschaffungen von Heizungssystemen zum Ende der Betrachtungszeitraumes im Jahr 2025, im begrenzten Maße von 2 %-Punkten zu einer weiteren Ausweitung der Fernwärmeversorgung. Hierbei werden zumeist nahwärmeversorgte Siedlungsgebiete an die Fernwärmeversorgung angeschlossen. Durch die prozentuale Ausweitung der Fernwärmeversorgung werden die bestehenden Fernwärmeerzeugungsanlagen und Fernwärmeverteilungssysteme besser ausgenutzt.

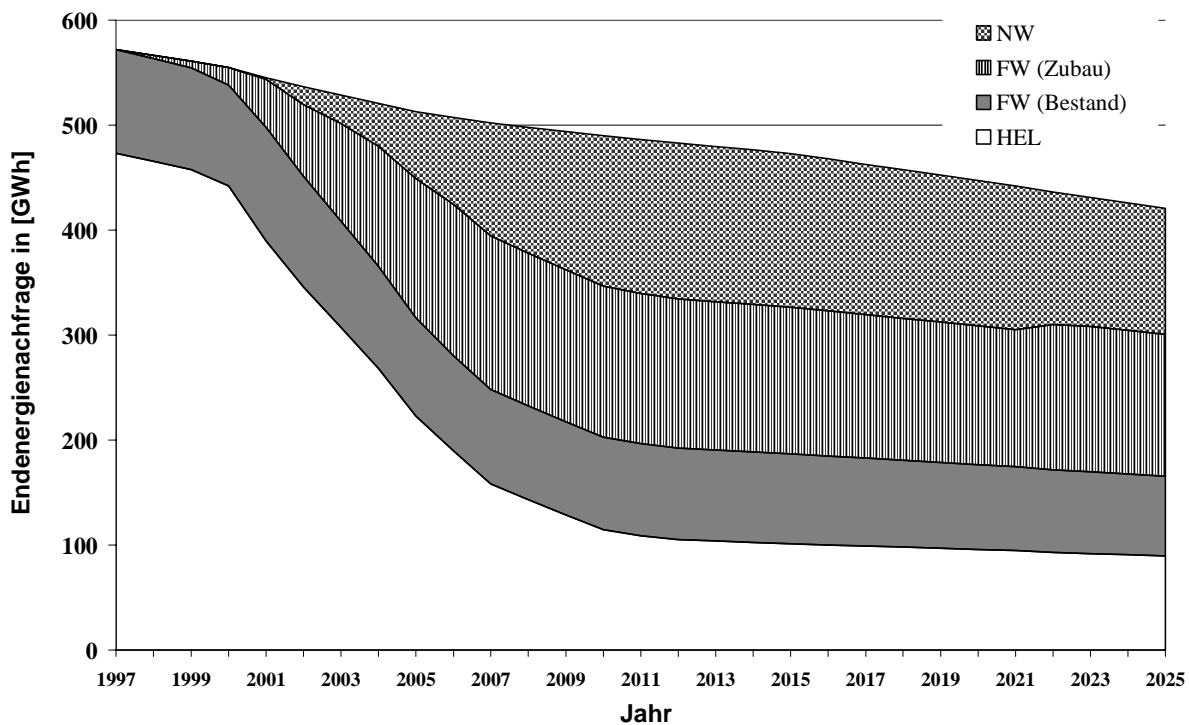


Abbildung 7-35: Entwicklung der kostenoptimalen Endenergienachfrage nach Versorgungsenergieträgern (Trendentwicklung Wärmeverbrauch, Stromgutschrift 2)

¹⁰⁶ Bei großen und kleinen Mehrfamilienhäusern (KMH und GMH) zwischen 20 – 24 % und bei Sonderbauten zwischen 15 – 20 %.

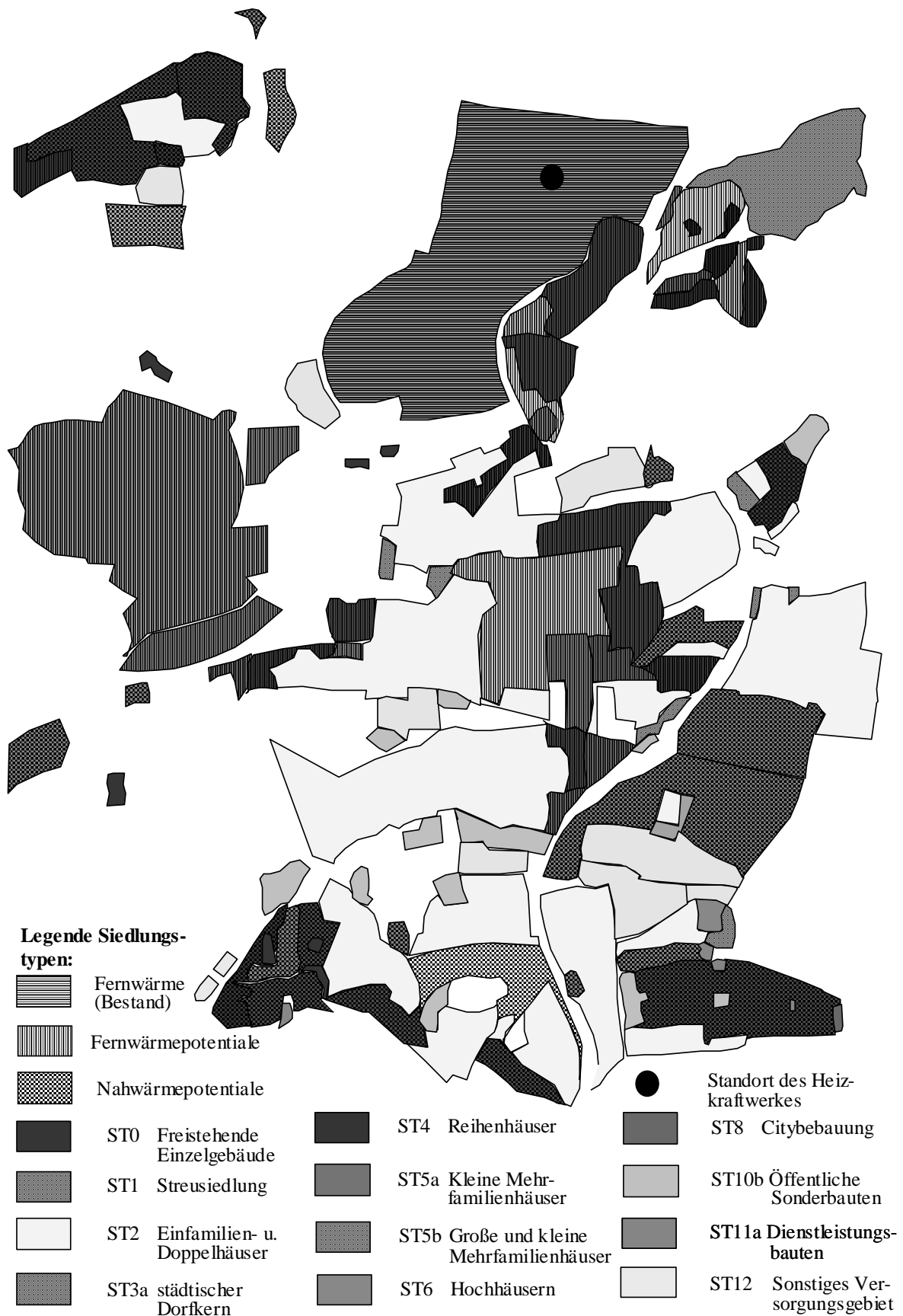


Abbildung 7-36: Kostenoptimale Wärmeversorgung des Versorgungsgebietes nach Energieträgern zum Ende des Betrachtungszeitraum im Jahre 2025 (Trendentwicklung Wärmeverbrauch; Stromgutschrift 2)

Aus der Entwicklung der spezifischen Wärmegestehungskosten können die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten abgeleitet werden. Hierfür wurden die Gesamtkosten der Wärmeversorgung für die entsprechenden Versorgungsvarianten mit Hilfe des Flächenmodells berechnet und durch den gesamten Wärmeverbrauch des Versorgungsgebietes dividiert. In Abbildung 7-37 sind für unterschiedliche Wärmeversorgungssysteme und verschiedene Entwicklungen des Wärmeverbrauchs (Trend, Spar und Superspar und kostenoptimale Wärmedämmung) die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten dargestellt.

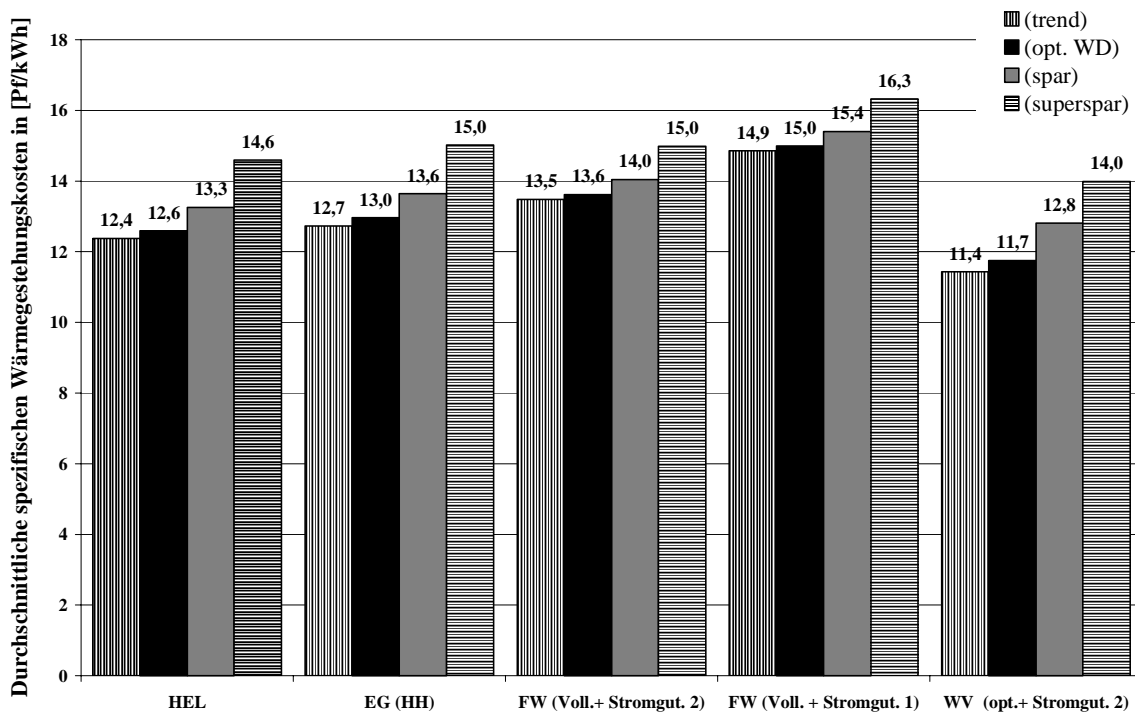


Abbildung 7-37: Durchschnittliche spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Versorgungsgebietes in Abhängigkeit der Versorgungsvariante und des Szenarios der Entwicklung des Wärmeverbrauchs

Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten betragen, wenn eine Trendentwicklung des Wärmeverbrauchs zugrunde gelegt wird, bei einer Vollversorgung mit Heizöl 12,4 Pf/kWh, mit Erdgas (aus Sicht der Haushalte) 13,0 Pf/kWh und mit Fernwärme und Stromvergütung entsprechend der Stromgutschrift 2 (Stadtwerkstarif) 12,8 Pf/kWh. Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmeevollversorgung steigen auf 14,9 Pf/kWh an, falls nur ein Stromerlös entsprechend der Stromgutschrift 1 (Grenzkostentarif) erzielt werden kann. Im Falle einer optimalen Wärmeversorgungsstruktur und Erlössituation für KWK-Anlagen entsprechend Stromgutschrift 2 (Stadtwerkstarif) betragen die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten 11,4 Pf/kWh. Die Absenkung der Stromgutschrift auf das Niveau der Stromgutschrift 1 (Grenzkostentarif) würde die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten um 0,85 Pf/kWh auf rund 12,3

Pf/kWh anheben. Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten sind somit beinahe vergleichbar mit denen der Vollversorgung des Gebietes mit Heizöl (vgl. Abbildung 7-39). Durch die Absenkung der Stromgutschrift nimmt vor allem der Anteil der Nahwärme versorgten Gebiete ab (vgl. auch Abbildung 7-29). Ein Neuaufbau der Fernwärmeversorgung wäre bei einer Stromgutschrift 1 im Gegensatz zur Stromgutschrift 2 nicht möglich.

Im Falle einer stärkeren Reduktion des Wärmeverbrauchs als in der Trendentwicklung steigen die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten bei allen Versorgungsvarianten an, da die Kapitalkosten der Wärmeerzeugungssysteme im geringeren Maße abnehmen als die Brennstoffkosten vermieden werden. Die spezifischen Wärmegestehungskosten erhöhen sich entsprechend der Reduktion des Wärmeverbrauchs innerhalb einer Versorgungsvariante. Daher sind die spezifischen Wärmegestehungskosten im Szenario Superspar am höchsten. Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten betragen beispielsweise im Fall der optimalen Wärmeversorgungsvariante beim Szenario mit kostenoptimaler Wärmedämmung 11,7 Pf/kWh, beim Szenario Spar 12,8 Pf/kWh und beim Szenario Superspar 14,0 Pf/kWh. Die Aufteilung der Siedlungsfläche nach eingesetzten Energieträger zur Wärmeversorgung variiert bei der optimalen Wärmeversorgungsvariante zwischen den verschiedenen Szenarien des Wärmeverbrauchs nur geringfügig.

Werden im Szenario kostenoptimale Wärmedämmung zusätzlich zu den Wärmegestehungskosten auch die Wärmevermeidungskosten aufgrund der Wärmedämmung berücksichtigt, so sinken die spezifischen Wärmeversorgungskosten bezogen auf den Wärmeverbrauch vor der Wärmedämmung. Damit ergeben sich im Fall der Vollversorgung mit Heizöl oder Erdgas um rund 0,9 Pf/kWh, mit Fernwärme um ca. 1,5 Pf/kWh und bei einer optimalen Wärmeversorgungsstruktur um ca. 1 Pf/kWh geringere spezifischen Gesamtkosten der Wärmeversorgung gegenüber den reinen spezifischen Wärmeerzeugungskosten.

Bei der bisherigen Untersuchung des Versorgungsgebietes wurde von einer mittleren Wärmehöchstlast der Siedlungstypen ausgegangen. Eine Variation entsprechend der minimalen und maximalen Wärmehöchstlast der Siedlungstypen (vgl. Abbildung 7-2) im Ausgangsjahr ergibt einen unterschiedlichen Gesamtwärmeverbrauch des Versorgungsgebietes. Abbildung 7-38 stellt die Entwicklung des Wärmeverbrauchs der verschiedenen Ausgangssituationen im Trendszenario dar. Hierbei wird zwischen minimalem Wärmeverbrauch (min.), mittlerem Wärmeverbrauch (mit.) und maximalem Wärmeverbrauch (max.) unterschieden.

Der Gesamtwärmeverbrauch nimmt bei minimaler Wärmehöchstlast im Basisjahr von 496 GWh um 21,8 % auf 388 GWh ab. Bei maximaler Wärmehöchstlast beträgt die Reduktion des Gesamtwärmeverbrauch 24,8 %. Der maximale Unterschied im Wärmeverbrauch zwischen den unterschiedlichen Trendszenarien beträgt 14 % im Jahr 1995 und 10 % im Jahr 2025. Der Gesamtwärmeverbrauch der verschiedenen Trendszenarien nähert sich im Zeitverlauf an, da die Variation des Wärmeverbrauchs bei einer konstanten Gebäudeanzahl durch die unterschiedliche Zusammensetzung der Baualtersklassen und prozentuaalem Anteil der Gebäudetypen erfolgt ist (vgl. Tabelle B-12 und Tabelle B-13 gegenüber Tabelle B-14

und Tabelle B-15). Das Einsparpotential innerhalb einer Klasse von Gebäudetypen ist tendenziell bei Gebäuden der Baualtersklassen mit hohem Wärmebedarf am höchsten.

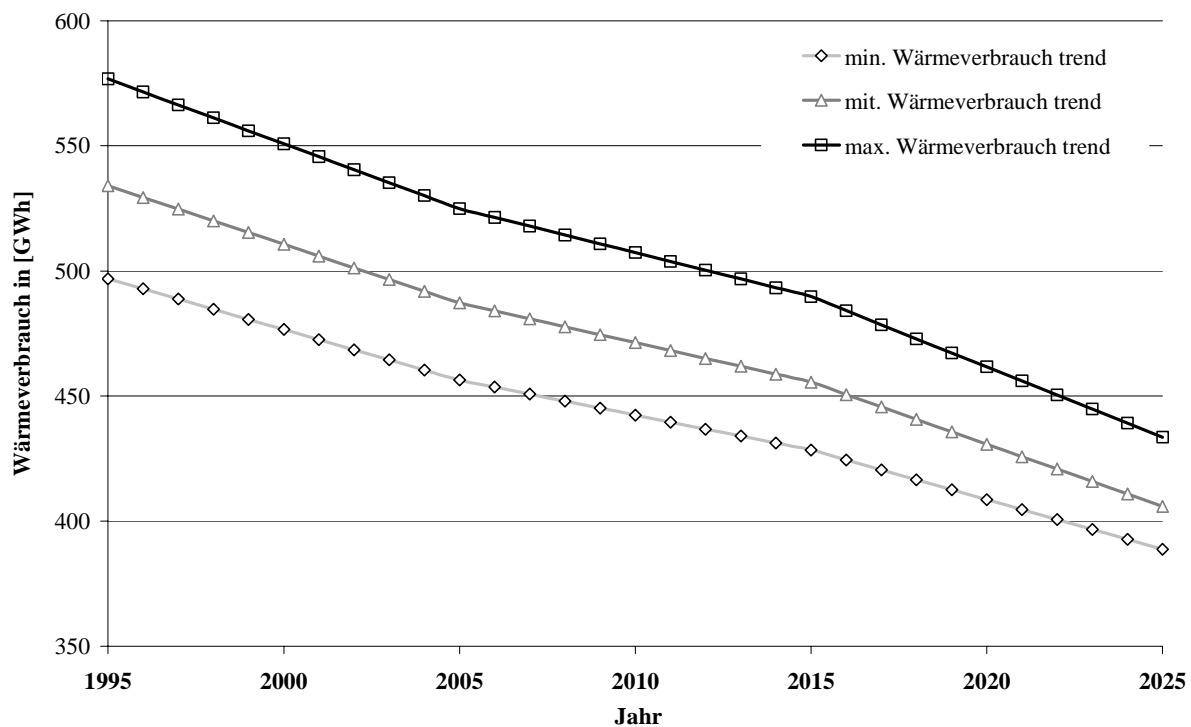


Abbildung 7-38: Entwicklung des Wärmeverbrauchs innerhalb des Versorgungsgebietes (in Abhängigkeit der Wärmehöchstlast im Basisjahr)

Die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten betragen, wenn eine minimale Wärmehöchstlast im Basisjahr und eine Trendentwicklung des Wärmeverbrauchs zugrunde gelegt wird, bei einer Vollversorgung mit Heizöl 12,5 Pf/kWh, mit Erdgas (aus Sicht der Haushalte) 12,9 Pf/kWh und bei Vollversorgung mit Fernwärme (mit Stromgutschrift 2) 14,5 Pf/kWh. Falls nur ein Stromerlös entsprechend der Grenzkosten erzielt werden kann (Stromgutschrift 1) steigen die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten der Fernwärmevervollversorgung auf 16,0 Pf/kWh an. Im Falle einer optimalen Wärmeversorgungsstruktur und Erlössituation für KWK-Anlagen entsprechend dem Stadtwerkstarif betragen die durchschnittlichen spezifischen Wärmegestehungskosten 12,2 Pf/kWh. Die wirtschaftliche Rangfolge der verschiedenen Versorgungsalternativen ändert sich im Vergleich zur mittleren Wärmehöchstlast im Basisjahr nicht.

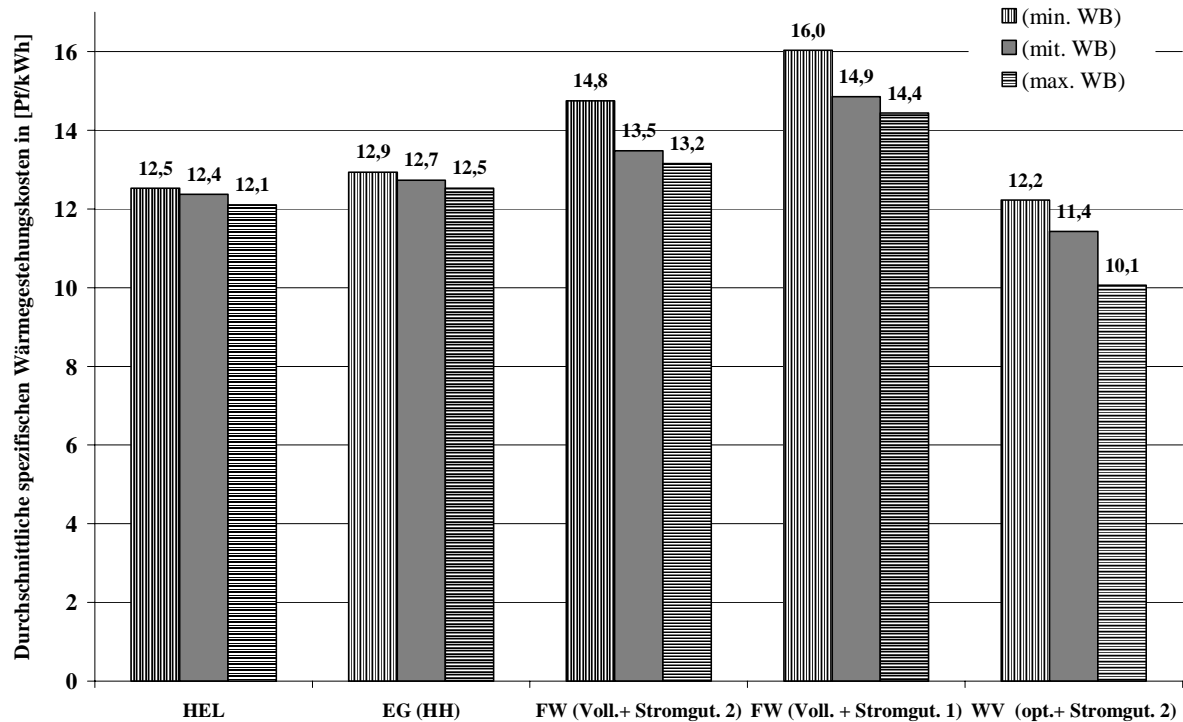


Abbildung 7-39: Durchschnittliche spezifischen Wärmegestehungskosten des gesamten Versorgungsgebietes in Abhängigkeit der Versorgungsvariante und des Wärmebedarfs bzw. -verbrauchs im Basisjahr bei Trendentwicklung

Die Untersuchungen an dem exemplarischen Versorgungsgebiet haben gezeigt, dass unter günstigen Rahmenbedingungen Möglichkeiten bestehen die Fernwärmeversorgung weiter auszubauen. Aufgrund der hohen Investitionen für die Wärmeerzeugungsanlagen sind kurze Erschließungszeiträume die wesentliche Voraussetzung für einen Ausbau der Fernwärmeversorgung. Ein geeigneter Zeitpunkt hierfür ergibt sich, wenn Ersatzbedarf für existierende Heizkraftwerke oder Heizwerke besteht. Die Erschließungszeiträume für die Fernwärmeversorgung lassen sich nicht beliebig verkürzen, da neben den Bauzeiten für die Anlagen und Verteilungssysteme im Erschließungszeitraum auch ein Erneuerungsbedarf der vorhandenen Heizungssysteme bei den Verbrauchern notwendig ist.

Die Variation der Wärmehöchstlast der Siedlungstypen im Basisjahr bzw. die Entwicklung des Wärmeverbrauchs hat im Vergleich zum Erschließungszeitraum einen geringeren Einfluß auf die mögliche Ausweitung der Fernwärmeversorgung. Die Ausweitung der Fernwärmeversorgung wird vielmehr vom Anteil und der Anordnung der Siedlungstypen mit unterschiedlich hoher Wärmehöchstlast innerhalb des Siedlungsgebietes beeinflusst.

Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor für den Ausbau, aber auch den Erhalt bestehender Fernwärmeversorgungssysteme sind die erzielbaren Stromerlöse bzw. die Stromgutschrift. Höhere Stromgutschriften werden häufig mit dem Beitrag der Fernwärme zum Klimaschutz begründet. Die Bereitstellung der Nah- und Fernwärme mit KWK-Anlagen kann einen technologiebedingten Beitrag zum Klimaschutz bzw. zur Minderung der CO₂-

Reduktionen leisten. Der Minderungsbeitrag ist jedoch abhängig vom eingesetzten Energieträger und den Referenzsystemen, die der Bewertung zugrunde gelegt werden.

Energieerzeugungstechniken bzw. -versorgungssysteme werden entsprechend der Energienachfrage einer Versorgungsaufgabe dimensioniert und eingesetzt. Das Verhältnis zwischen Strom- und Wärmenachfrage, d. h. die Stromkennzahl der Versorgungsaufgaben, liegt im Haushaltsbereich zwischen 0,1 und 0,2 und in der Industrie durchschnittlich bei 0,7. KWK-Anlagen könnten daher häufig nur Teile der Versorgungsaufgabe übernehmen. Je nach Stromkennzahl der Versorgungsaufgabe fällt der ökologische Vergleich für die KWK unterschiedlich aus. Es kann daher kein pauschaler prozentualer CO₂-Minderungsbeitrag durch Nah- und Fernwärmeversorgung mit KWK-Anlagen ausgewiesen werden, sondern es müssen die Gegebenheiten der zu untersuchenden Energieversorgungsaufgabe berücksichtigt werden.

8 Schlußbetrachtung

Innerhalb von Energiesystemmodellen wird das Energiesystem eines Landes bzw. einer oder mehrerer Regionen aggregiert modelliert, um unter Berücksichtigung umwelt- und energiepolitischer Randbedingungen gesamtwirtschaftliche kostenoptimale Versorgungsstrukturen zu ermitteln. Damit kann z. B. der Beitrag einer repräsentativen Technologie (z. B. der KWK) zum Klimaschutz anschaulich verdeutlicht werden. Die Sichtweise der Akteure, z. B. der Wärmeversorgungsunternehmen, konzentriert sich aber auf ein detailliertes Versorgungsgebiet, in dem lokal unterschiedliche Gegebenheiten den Wärmemarkt dominieren. Hierbei stehen einzelwirtschaftliche Fragen der Verdichtung bestehender Fernwärmenetze, deren periphere Erweiterung und der Aufbau der Fernwärmeversorgung unter Berücksichtigung bestehender und möglicher Erweiterungen von Erzeugungsanlagen im Vordergrund. Aufgrund des in Energiesystemmodellen fehlenden räumlichen Detaillierungsgrades und der mangelnden Abbildung von Versorgungsnetzen ist daher eine Erweiterung dieser Modellansätze notwendig.

Das im Rahmen der Arbeit entwickelte Flächenmodell bildet die Nah-/Fernwärmeversorgung und deren mögliche Ausweitung in variabler räumlicher Detaillierung ab. Durch die Verknüpfung der geographischen Informationen der Netzflußmodelle mit dem prozeßanalytischen Aspekt von Energiesystemmodellen ist eine hinreichende Beschreibung der Realität im Modell möglich. Die zeitliche Auflösung innerhalb des Flächenmodells ist variabel, so daß sowohl Lastgänge, Dauerlinien als auch eine beliebige Unterteilung in Perioden vorgenommen bzw. berücksichtigt werden. Bei der mathematischen Modellbeschreibung wurde die Fixkostenproblematik leitungsgebundener Versorgungssysteme mit Hilfe von binären Variablen abgebildet. Das Optimierungsziel besteht in der Minimierung der Gesamtkosten der Energieversorgung. Für die Optimierung des Flächenmodells wird der GGLP-Ansatz verwendet. In der Kostenfunktion werden sowohl die Kosten der zentralen Bereitstellung oder Erzeugung des Energieträgers, als auch die der dezentralen Anlagen (z. B. Gasheizung, Öl-Heizung, Wärmetauscher usw.) bei den einzelnen Verbrauchern berücksichtigt. Die zentralen und dezentralen Erzeugungstechniken konkurrieren mit der Durchführung von Energieeinsparmaßnahmen bei den Verbrauchern, deren Kosten ebenfalls in der Kostenbilanz erfasst sind. Die leistungsabhängige Kostendegression von Versorgungsleitungen und Energieerzeugungsanlagen (z. B. BHKW) wird durch die Integration der separablen Optimierung berücksichtigt. Innerhalb des Flächenmodells wird eine zeitintegrale Zielfunktion eingesetzt.

Für die Modellerstellung ist einerseits eine GIS-Anbindung wünschenswert, andererseits ist der Aufbau von straßen- und gebäudescharfen Wärmekatastern arbeitsintensiv und angesichts der damit verbundenen Kosten nicht in jedem Fall zu bewerkstelligen. Daher wurde ein vereinfachtes aussagekräftiges Verfahren erarbeitet, das belastbare Ergebnisse er-

möglichst. Dieses vereinfachte Verfahren basiert auf einer erweiterten Siedlungstypmethode. Hierbei werden einerseits die städtebauliche Entwicklung (z. B. teilweise Rekonstruktion in den Innenstädten oder Erhöhung der Bebauungsdichte) seit Anfang/Mitte der 80er Jahre berücksichtigt und andererseits Gebäudedaten in Form von Gebäudetypen mit den entsprechenden Straßenverläufen des Siedlungstyps (und damit verbundene Verlegeoptionen der Nah- und Fernwärme) kombiniert. Innerhalb des Flächenmodells können sowohl Einzelverbraucher (z. B. Gebäudetypen oder individuelle Industrieabnehmer) als auch Siedlungsgebiete bzw. Regionen modelliert werden. Dadurch können Teile des im Flächenmodell abgebildeten Untersuchungsgebietes entsprechend der energiewirtschaftlichen Fragestellung aggregiert bzw. disaggregiert abgebildet werden.

Unter den heutigen Rahmenbedingungen ist die Differenz der spezifischen Wärmeerzeugungskosten zwischen neuen Heizöl- und Erdgas-Niedertemperaturkessel bzw. Erdgasbrennwertkessel oder Nah- und Fernwärmehausstationen gering. Die variablen und fixen Betriebskosten älterer bestehender Heizungsanlagen sind trotz schlechterer Nutzungsgrade günstiger als die Vollkosten von Neuanlagen. Daher erfolgt aus wirtschaftlichen Gründen ein Austausch des Heizungssystems bzw. ein Wechsel des eingesetzten Endenergieträgers nur im Falle einer Ersatzbeschaffung der Heizungsanlage. Die Umstellung ganzer Siedlungsgebiete ist daher vom Ersatzbedarf an Heizungen innerhalb des Gebietes abhängig. Der Ausbau leitungsgebundener Energieträger zur Niedertemperaturwärmeversorgung setzt voraus, daß möglichst alle Verbraucher eines Versorgungsgebietes an das neu zu errichtende Leitungsnetz angeschlossen werden, um die Anlaufverluste bzw. -kosten für das Verteilungssystem sowie im Fall der Nah- und Fernwärmeversorgung auch für das Wärmeerzeugungssystem gering zu halten.

Die Untersuchungen exemplarischer Nah- und Fernwärmeversorgungsaufgaben mit Hilfe des Flächenmodells haben gezeigt, daß unter bestimmten Randbedingungen wirtschaftliche Potentiale für den Aufbau und Ausbau der Nah- und Fernwärmeversorgung existieren. Die Größe dieser Potentiale wird von einer Reihe von Faktoren beeinflusst. Hierbei spielen neben der Wirtschaftlichkeit alternativer Wärmeerzeugungssysteme im Wesentlichen die Größe des Versorgungsgebietes, der Erschließungszeitpunkt und -zeitraum, der Anschlußgrad, die Reduktion des Wärmeverbrauchs aufgrund verstärkter Sanierungsmaßnahmen und bei KWK-Anlagen die Stromerlöse eine entscheidende Rolle.

Die kostengünstige Bereitstellung der Nahwärme ist abhängig von der Leistungsgröße der KWK-Anlage (z. B. BHKW). Dies setzt heutzutage eine Mindestgröße der Siedlungsfläche entsprechend der Wärmehöchstlast von ca. einem MW voraus. Ist diese Voraussetzung erfüllt, so ist die Nahwärmeversorgung vor allem in Siedlungsgebieten (Siedlungstypen) mit hoher Wärmehöchstlast und hoher Wärmeverbrauchsdichte wirtschaftlich. Hierzu zählen vor allem innerstädtische Siedlungstypen wie beispielsweise die Block- oder Citybebauung.

Die Reduktion des Wärmeverbrauchs durch stärkere und weitergehende Wärmedämmmaßnahmen als in einer Trendentwicklung hat im Vergleich zu den anderen Ein-

flußfaktoren die größten prozentuale Einflüsse auf die Wärmegegostehungskosten in Siedlungsgebieten mit überwiegender Einfamilien- und Reihenhausebauung, d. h. geringer Wärmehöchstlast. In diesen Siedlungstypen überwiegt der Kapitalkostenanteil des Verteilungssystems und der Hausanlage an den Gesamtkosten der Wärmeversorgung. Im Vergleich zu Siedlungstypen mit hoher Wärmehöchstlast wird die Differenz der spezifischen Verteilungskosten durch eine weitere Reduktion der Wärmeverbrauchsentwicklung deutlich größer.

Wird die Nahwärme mittels BHKW bereitgestellt, so steigen die Wärmeerzeugungskosten im Falle einer geringeren Stromvergütung an. Die absolute Erhöhung der Wärmeerzeugungskosten ist in allen Siedlungstypen nahezu gleich. In Siedlungstypen mit höherer Wärmehöchstlast ist der prozentuale Anteil der Wärmebereitstellungskosten an den Gesamtwärmegegostehungskosten größer als in Siedlungstypen mit geringerer Wärmehöchstlast. Daher sind die prozentualen Auswirkungen niedrigerer Stromvergütungen in Siedlungstypen mit größeren Gebäuden (z. B. Zeilenbauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern) stärker als in Siedlungstypen mit Einfamilienhäusern oder Reihendoppelhäusern.

In den vergangenen Jahren wurden die Verlegekosten von Nah- und Fernwärmeversorgungssystemen erheblich reduziert. Durch zukünftig weiter reduzierte Verlegekosten könnte in Siedlungstypen mit geringer Wärmehöchstlast prozentual die größte Kostenreduktion erzielt werden. Die Reduktion der Verlegekosten beruht neben dem Einsatz neuartiger Verlegemedien und -techniken auch auf einer optimierten organisatorischen Erschließung des Versorgungsgebietes. Dies setzt Planbarkeit des Aufbaus und Ausbaus des Leitungsnetzes und hohe Anschlussgrade voraus.

Im Gegensatz zu Neubaugebieten kann bei bestehenden Siedlungsgebieten bei nachträglichem Aufbau eines Nah- oder Fernwärmeversorgungssystems nicht von einem 100 prozentigen Anschlussgrad ausgegangen werden. Im Normalfall werden beim Ausbau eines leitungsgebundenen Versorgungssystems Anschlussgrade von 80 % innerhalb eines Jahrzehnts realisiert. Günstige Ausbauvarianten der Nah- und Fernwärmeversorgung, d. h. kürzere Erschließungszeiträume und ein Anschlußgrad von 100 %, könnten zu einer Kostensenkung von 5 % und mehr beitragen.

Da tendenziell die Wärmeerzeugungskosten der Fernwärme günstiger sind als die der Nahwärme, sind Siedlungsstrukturen, in denen ein Aufbau der Nahwärmewärmeversorgung wirtschaftlich ist, auch Verdichtungsgebiete der Fernwärme. In Zukunft wird das Potential der Fernwärme darin bestehen, in vermehrtem Maße Abwärmequellen zu nutzen und geeignete Verbraucher in bestehende Versorgungssysteme einzubinden. Diese geeigneten Verbraucher müssen hinsichtlich des Temperaturniveaus der benötigten Wärme optimal in das System zu integrieren sein. Der Aufbau neuer Fernwärmeversorgungsgebiete setzt voraus, daß große Siedlungsflächen innerhalb kürzester Zeit erschlossen werden, da nur dadurch die Anlaufkosten für die Erzeugungs- und Verteilungssysteme zu begrenzen sind. Der zeitliche Rahmen des wirtschaftlichen Aufbaus eines Fernwärmeversorgungssystems, das ein Versorgungsgebiet von mehreren Quadratkilometer umfasst, ist dadurch auf ein Jahrzehnt begrenzt.

Dies ist unter den heutigen Rahmenbedingungen nicht realisierbar. Jedoch können durch den verstärkten Aufbau von Nahwärmeversorgungssystemen speziell der Nahwärmeverteilungssysteme und deren spätere Verknüpfung zukünftig neue Fernwärmeversorgungsgebiete entstehen.

Der gewählte Modellansatz des Flächenmodells ist eine sehr gute Basis und kann in mehrfacher Hinsicht weiterentwickelt werden. Hierbei sind zwei Entwicklungsrichtungen denkbar. Einerseits in Richtung Stadtmodell für die kommunale Energieplanung und andererseits ist die Integration des Modellansatzes in Energiesystemmodelle möglich.

Für die Weiterentwicklung in Richtung Stadtmodell ist es notwendig die Elektrizitätserzeugung, -verteilung und -anwendung in das Modell zu integrieren. In Abhängigkeit der zu untersuchenden Fragestellung ist sowohl eine aggregierte Abbildung als auch die räumliche detaillierte Modellierung denkbar.

Die Integration des Modellansatzes in Energiesystemmodelle wird dadurch vereinfacht, daß sowohl das entwickelte Flächenmodell als auch neuere Energiesystemmodelle z. B. E³Net oder TIMES in GAMS implementiert sind. Voraussetzung für die Modellierung der Topologie von Verteilungsnetze in Energiesystemmodellen ist die Erhöhung der räumlichen Detaillierung durch das Einführen weiterer Raumparameter in Energiesystemmodell. Die mathematische Beschreibung des Flächenmodells kann dann ohne große Modifikationen in das Energiesystemmodell eingefügt werden.

Mit Hilfe eines solchen weiterentwickelten Energiesystem-Flächenmodells ist es beispielsweise möglich, dass disaggregiert der Beitrag der KWK bzw. der Fern- und Nahwärmeversorgung in einzelnen Städten oder Regionen zum Klimaschutz aufgezeigt werden. Da das Verhältnis der Wärmenachfrage zu Stromnachfrage in den unterschiedlichen Sektoren, bzw. in der Summe zu jedem Modellzeitpunkt festgelegt ist, kann eine eventuelle Verdrängung der Kondensationsstromerzeugung durch die KWK-Stromerzeugung nachgewiesen werden. Hierbei können sowohl die saisonalen Schwankungen der außentemperaturabhängigen KWK-Stromerzeugung als auch die unterschiedlichen Lastgänge der Strom- und Wärmenachfrage berücksichtigt werden. Dadurch wird innerhalb des Modells ein ökonomischer Systemvergleich zwischen getrennter und gekoppelter Strom- und Wärmeerzeugung durchgeführt. Werden zusätzlich die CO₂-Emissionen bilanziert und Emissionsminderungsziel vorgegeben, so können beispielsweise die CO₂-Minderungskosten aufgrund des Ausbaus der KWK bzw. der Nah- und Fernwärmeversorgung bestimmt werden. Eine detaillierte ökonomische Rangfolge verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen kann abgeleitet werden.

Literaturverzeichnis

/Adamson 1979/

Adamson, B., B. Efring: Design of Low-Energy Houses (Stockholm climate), Lund Institute of Technology, Report BKL 1979:4

/AGFW 1996/

AGFW: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung, Fernwärme International, 1996, Heft 7-8, S. 450-463

/AGFW 1998/

AGFW: Neuartige Techniken und Bauweisen für die Fernwärmeverteilung unter Ausnutzung statischer Grenzbereiche, neuer Werkstoffe und verbesserter Verlegetechniken - Neuartiger Wärmeverteilung, Schlußbericht, 1998

/AGFW 2000/

AGFW: Wärme-Technik 2000; AGFW; Frankfurt am Main, 2000

/Apfelstedt 1999/

Apfelstedt G.: „Quotenregelung“: Mindestanteils-Kaufpflicht für Ökoenergie als Umweltstandard; Fernwärme International 6/99, 1999, S. 16-24

/Arends, Lehmann 1997/

Arends G., M. Lehmann; Kraft-Wärme-Kopplung mit Brennstoffzellen, FWI 12/1997, S. 660-668

/Arlt 1994/

Arlt C.: Netzflußprobleme - Lösungsansätze unter Berücksichtigung von Fixkosten, Gabler - Deutscher Universitätsverlag, Wiesbaden, 1994

/ASUE 1997/

ASUE: BHKW Kenndaten, Verlag Rationeller Erdgaseinsatz, Hamburg 1997

/ASUE 1998/

ASUE: Haustechnik 2000 - Lösungen für einen veränderten Markt, Tagungsband 11./12. Februar. 1998, Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch, Hamburg, 1998

/Baake 1996/

Baake, E.: Energiebedarf und CO₂-Emissionen industrieller Prozeßwärmeverfahren, Vulkan-Verlag, Essen, 1996

/Beller 1975/

Beller, M. (Editor): Sourcebook for Energy Assessment. BNL 50483, Brookhaven National Laboratory, December, 1975

/BGW 1997a/

BGW: Vollkostenvergleich Heizung und Warmwasserbereitstellung für Neubauten; BGW-Schriftenreihe Nr. 39; Bonn, 1997

/BGW 1997b/

BGW: Vollkostenvergleich Heizung und Warmwasserbereitstellung für die Altbau-
sanierung; BGW-Schriftenreihe Nr. 44; Bonn, 1997

/Bine 1998/

Bine: Solare Nahwärme - Ein Leitfaden für die Praxis, TÜV-Verlag, Köln, 1998

/Blug 1995/

Blug C. u. A.: Integrierte Niederspannungs Netzplanung unter einer graphischen Be-
dienoberfläche, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2/95

/Blug 1997/

Blug C.: Rechneroptimierte Niederspannungsnetze - Algorithmen, Implementierung,
Grafik - Erste Erfahrungen Dissertation, Saarbrücken, 1997

/BMFT 1977/

Gesamtstudie über die Möglichkeiten der Fernwärmeversorgung aus Heizkraftwerken
in der Bundesrepublik Deutschland : Kurzfassung / Bundesministerium für Forschung
und Technologie, Bonn, 1977

/BMFT 1984/

Parameterstudie „Örtliche und regionale Versorgungskonzepte für Niedertemperatur-
wärme“ - Kurzfassung / Bundesministerium für Forschung und Technologie, Bonn,
1984

/Braun 1985/

Braun, H.: Optimale Lastaufteilung in Versorgungssystemen mit Kraft-Wärme-
Kopplung unter Berücksichtigung des Fernwärmenetzes Aachen, Techn. Hochschule,
Diss., 1985

/Brooke et al. 1998/

Brooke, A. et al.: GAMS - A USER'S GUIDE, GAMS Development Corporation,
Washington, 1998

/Böhm 1997/

Böhm, G.: Die Wärmeschutzverordnung mit ihren Konsequenzen für die Heiztechnik,
Heizungsjournal, Dezember 1997, S. 26-34

/Böttcher, Möhring-Hüser 1997/

Böttcher U., W. Möhring-Hüser: Kostenvergleich erdgasbetriebener Klein-BHKW;
BWK (Bd. 49) Nr. 11/12, S. 43-46

/Bruckner 1996/

Bruckner, T.: Dynamische Energie-, Emissions- und Kostenoptimierung von Energie-
versorgungssystemen mit zeitlich fluktuierendem Energiebedarf, Dissertation,
Universität Würzburg, 1996

/Brühl 1990/

Brühl G.: Rechnerische Simulation von Fernwärmenetzen, Berlin, Techn. Univ., Diss., 1990

/Buderus 1994/

Buderus: Handbuch für Heizungstechnik, Aufl. 33; Beuth Verlag, Berlin, 1994

/Büttner et al. 1998/

Büttner, Benjamin, Titus Foellmer, Stefan Diehle: Brennstoffzellen im Vergleich, BWK, Bd. 50, Nr.3, 1998, S. 10-19

/Christofides 1975/

Chrisofides, N.: Graph Theory; Academic Press, New York, 1975

/Dötsch et al. 1998/

Dötsch, C., J. Taschenberger, I. Schönberg: Leitfaden Nahwärme, UMSICHT-Schriftenreihe Band 6, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 1998

/Dienhart et al. 1999/

Dienhart, H., M. Pehnt, J. Nitsch: Analyse von Einsatzmöglichkeiten und Rahmenbedingungen verschiedener Brennstoffzellensysteme in Industrie und zentraler öffentlicher Stromversorgung, Untersuchung für das Büro für Technikfolgenabschätzung beim Deutschen Bundestag, DLR, Institut für Technische Thermodynamik, Stuttgart, 1999

/DIN-4701/1 /

DIN 4701 Blatt 1 vom August 1995, Beuth Verlag, Berlin 1995

/DIN-4701/2 /

DIN 4701 Blatt 2 vom August 1995, Beuth Verlag, Berlin 1995

/DIN EN 832/

DIN EN 832 Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden, Beuth Verlag, Berlin 1992

/Dommann 1992/

Dommann, D.; Fernwärme-Marketing und strategischer Verkauf, 1. Auflage, VDEW, Frankfurt 1992

/DVGW 1999/

DVGW: Kostensenkungspotentiale in der Gasverteilung, Gas-Information Nr. 9, DVGW, Bonn, 1999

/Ebel et al. 1990/

Ebel W., W. Eike, W. Feist u. a.: Energieeinsparpotential im Gebäudebestand, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 1990

/Ebel et al. 1995/

Ebel W., W. Eike-Hennig, W. Feist: Einsparungen beim Heizwärmebedarf - ein Schlüssel zum Klimaproblem, Institut Wohnen und Umwelt, Darmstadt, 1995

/Ebel et al. 1996/

Ebel W.; W. Eike-Hennig, W. Feist, H-M. Groscurth: Der zukünftige Heizwärmebedarf der Haushalte, Institut für Wohnen und Umwelt, Darmstadt 1996

/Esdorn 1997/

Esdorn, H., T. Kretschmer: Konzeptvorschlag für eine Energiesparverordnung, HLH Bd. 48 (1997), Nr.9, S. 24-30

/EWU 1996/

EWU Engineering GmbH: Kennziffernkatalog für Investitionskosten - Bereich Wärmeversorgung, EWU, Berlin, 1996

/EWU 1999/

EWU Engineering GmbH: Kennziffernkatalog für Investitionskosten - Bereich Wärmeversorgung, EWU, Berlin, 1999

/Fahl et al. 1999/

Fahl, U., M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß: Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg – Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs, Gutachten im Auftrag des Wirtschaftsministeriums Baden-Württemberg, Stuttgart, 1999

/Feist 1997a/

Feist W.: Das Niedrigenergiehaus, C.F. Müller Verlag, Heidelberg, 4. Aufl., 1997

/Feist 1997b/

Feist W.: Überprüfung der bedingten energetischen Anforderungen im Gebäudebestand bei Beibehaltung der gegenwärtigen Rechtsgrundlage der Wärmeschutzverordnung, Studie im Auftrag des BMBau, Darmstadt, 1997

/Feist 1998/

Feist W.: Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen ausgewählter Energiesparmaßnahmen im Gebäudebestand, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, 1998

/Fishedick, Hennicke 1999/

Fishedick M., P. Hennicke: Bonusregelung für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen; Reihe Ökologische Marktwirtschaft; Friedrich Ebert Stiftung, 1999

/Fishbone et al. 1983/

Fishbone, L. G., G. Giesen, G. Goldstein et al.: User's Guide for MARKAL; Brookhaven National Laboratory, BNL 50483, Upton, 1983

/Fichtner et al. 1999/

W. Fichtner, M. Dreher, M. Göbelt, M. Wietschel, O. Rentz; PERSEUS; in Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalyse in Deutschland (Hrsg.), Physica-Verlag, Heidelberg, 1999

/Gailfuß 1997/

Gailfuß, M.; A., Ardone: Potential für den BHKW-Ausbau in Deutschland, BWK Bd. 49 (1997), Nr. 10/11, S. 10-17

/Georg et al. 1997/

Georg, M.; Neufeld, V.; Heinrich, D.: D-SAT 2.0, Satellitenatlas für Deutschland mit Luftbildaufnahmen, 14 CD-ROM. SCOUT Systems GmbH, München 1997

/GERTEC 1996/

Folgewirkungen des verstärkten Wärmeschutzes auf die zukünftige Entwicklung der Fernwärme, Gutachten im Auftrag der AGFW, GERTEC GmbH, 1996

/Goldbach 1998/

Goldbach G.; Wirtschaftlichkeit von flexiblen, erdverlegten Rohrleitungssystemen (PMR), Fernwärme International Spezial 1998

/Goldberg-Buzek 1997/

Goldberg-Buzek, C.: Klima - Neue Energiedienstleistung, TAB 3/97, S. 109-112

/Goldstein, Hill 1996/

Goldstein, G.; D. Hill: MARKAL User Support System (MUSS), User's Manual Band 1, ETSAP / ECN Policy Studies, Petten, 1996

/Groscurth 1991/

Groscurth H-M.: Rationelle Energieverwendung durch Wärmerückgewinnung, Physica-Verlag, Heidelberg 1991

/Gülec et al. 1994/

Gülec, T., S. Kolmetz, L. Rouvel: Energieeinsparpotential im Gebäudebestand durch Maßnahmen an der Gebäudehülle, IKARUS Teilprojekt 5, Band 5-22, Jülich 1994

/Handelsblatt 1999/

Handelsblatt: Schröder kündigt nationale Klimastrategie an. In: Handelsblatt vom 26.10.1999

/Hankansson 1986/

Hankansson, K.: Handbuch der Fernwärme-Praxis, 3. Aufl.; Essen Vulkan Verlag; 1986

/Heinze, Mohnfeld 1998/

Heinze, W., J. Mohnfeld: Die Entwicklung des Mineralölmarktes in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1998, Zeitschrift für Energiewirtschaft; 3/99, S. 163-198

/HessenEnergie 1998/

HessenEnergie: Wärmebedarf in Neubaugebieten - Kommunalen Handlungsspielraum bei der Neubaugebiets-Planung, HessenEnergie Fachtext 3.8, Wiesbaden, 1998

/HMFUEJFG 1996/

Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit: Heizenergie im Hochbau - Leitfaden energiebewußte Gebäudeplanung; Wiesbaden 1996

/Hirschberg 1997/

Hirschberg, R.: Zukünftige VDI 2067 - „Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen“, HLH, Bd. 48 (1997) Nr. 8, S. 24-26

/Icking 1995/

Icking, M.: Zur Modellierung des dynamischen Betriebs von Fernwärmesystemen; Konstanz: Hartung-Gorre Verlag, 1995 Dortmund, Univ., Diss., 1995

/IWU 1997/

IWU; Baustelle Klimaschutz – Potentiale und Strategien für eine Reduktion der CO₂-Emissionen aus der Beheizung von Gebäuden, Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland, Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 1996

/Josefsson et al. 1996/

Josefsson A., J. Johnsson, C.-O. Wene: Community-based regional energy-environmental planning, Operations research and environmental management (edited by Carlo Carraro and Alain Hauril, Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 1996, S. 3 - 24)

/Jungnickel 1994/

Jungnickel, D.: Graphen, Netzwerke und Algorithmen; BI-Wissenschaftsverlag, Mannheim, 3. vollst. überarbeitete und erw. Aufl., 1990

/Katscher 1994/

Katscher, W.: IKARUS, Instrument for Greenhouse Gas Reduction Strategies. A Development Project of the Federal Minister of Research and Technology (BMFT). Interim Summer Report of Project Phase 3, Forschungszentrum Jülich (KFA), Programmgruppe Technologiefolgenforschung (TFF), 1994

/König 1936/

König, D.: Theorie der endlichen und unendlichen Graphen; Leipzig 1936

/Kreuzberg 1998/

Kreuzberg, P., F. Starrmann: Spotmärkte und optimale Fahrweise von Heizkraftwerken, Zeitschrift für Energiewirtschaft; 3/98, S. 189-205

/Kring 1996/

Kring, H.-G.: Dürfen die Wärmeerzeuger immer kleiner werden?, Wärmetechnik 5/1996, S. 268-271

/Kübler 1996/

Kübler, R.: Neue Ideen – Neue Projekte – Zukunftsperspektiven der solaren Wärmeversorgung, Vortrag auf dem Solar-Forum, Neckarsulm, 1996

/Läge 1995/

Läge, F.-K.: Fortschritt nach Vorschrift, Heizungsjournal Mai 1995, S. 12-19

/Loose 1997/

Prof. Dr. Loose GmbH: Nutzung der Brennwerttechnik für die Fernwärme; Kurzfassung der Studie im Auftrag der AGFW; FWI 8/97, S. 380-388

/Loulou, Kanudia 1998/

Loulou R., A. Kanudia: Joint Mitigation under the Kyoto Protocol: The Case for a US-Canada-India Long Term Cooperative Scheme, Energy Models for Decision Support – New Challenges and Possible Solutions; Proceedings; Berlin 4. – 5. Mai 1998, IER Uni Stuttgart, S. 73-97

/Lutz 1996/

Lutz, A.: Energiekonzepte für Neubaugebiete, KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg, Staatsanzeiger für Baden-Württemberg, Stuttgart, 1996

/Lucht et al. 1995/

Lucht, M.; B. Pietschke, A. Steiff: Anwendung mathematischer Methoden zur Betriebsoptimierung von Fernwärmeanlagen im Rahmen des EDV-Systems BoFiT, District Heating 24 (1995), S. 40-47

/Mathenia 1984/

Mathenia, T.: Erweiterungsmöglichkeiten der Fernwärmenetze bei forcierter Nutzung der Abwärme aus industriellen Anlagen, die dabei auftretenden Speicherprobleme sowie wirtschaftliche Verlegetechnik, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1984

/Meliß 1999/

Meliß, M.: Regenerative Energiequellen, BWK, Bd. 51, Nr. 4, 1999, S. 68-73

/Messner, Strubegger 1995/

Messner, S., M. Strubegger: User's Guide for MESSAGE III, WP-95-69, International Institute for Applied System Analysis (IIASA), Laxenburg, 1995

/Meinen 2000/

Meinen, U.: Benchmarking in der Fernwärme – Kosten und Prozesse unternehmensspezifisch gestaltet, in AGFW-Vortragstagung „Energie für Menschen mit Weitblick“; Erfurt, 23. bis 24. Februar 2000

/Nast 1994/

Nast, M.: Solare Nahwärme; IKARUS Teilprojekt 3 „Primärenergie“ 3.03, Jülich 1994

/Nast 1996/

Nast, M.: Die Konkurrenzfähigkeit von Nahwärmesystemen in Neubaugebieten; FWI; Vol. 25; Heft 7-8/1996

/Neumann 1993/

Neumann, K., M. Morlock: Operation Research, Carl Hanser Verlag, München 1993

/Nitsch 1994/

Nitsch, J. (Hrsg.): Wirtschaftliches und ausschöpfbares Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in Baden-Württemberg, DLR Stuttgart, 1994

/N. N. 1995/

N. N.: Wie legt man eine zukunftssichere Heizung aus?, Wärmetechnik 5/1995, S. 280-288

/N. N. 1996/

N. N.: Moderne Wärmepumpen - Die besserer Alternative. Wärmepumpe, März 1996, S. 1

/N. N. 1997/

N. N.: Wachsender Markt für Wärmepumpen 1996. Stromthemen 10/97, S. 6

/Oeljeklaus 1987/

Oeljeklaus, G.: Thermohydraulische Berechnung vermaschter Fernwärmeheizwassernetze Essen, Univ., Diss., 1987

/Poggemann 1996/

Poggemann R.: Was heißt „Rationalisierung beim Leitungsbau und -betrieb?“, Fernwärme International, 1-2/96, S. 20-30

/Poos 1999/

Poos B.: Die Zukunft der Kraft-Wärme-Kopplung, BWK, Bd. 51, Nr. 10, S. 10-14

/Rapp 1998/

Rapp H., U. Müller: KWK mit Erdgas in der öffentlichen Energieversorgung – Beitrag zur ökonomischen und ökologischen Energie-Zukunft, Fernwärme International, 8/98, S. 26-30

/Recknagel 1999/

Recknagel, Sprenger, Schramek; Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 2000, 69. Aufl.; Oldenbourg Verlag, München, 1999

/Reinmuth 1994/

Reinmuth, F.: Energieeinsparung in der Gebäudetechnik, Vogel Verlag, Würzburg, 1994

/Rentz 1996/

Rentz M.: Saisonale Wärmespeicher und solare Nahwärmeversorgung in Siedlungsgebieten, Institut Wohnen und Umwelt (IWU), Darmstadt, 1996

/Riedl 1996a/

Riedl K.: Rationalisierung gefragt, Energie Spektrum 6/96, S. 42-46

/Riedl 1996b/

Riedl K.: Software - Schau - Wirkungsvolle Kostenbremse für Planung und Betrieb von Fernwärmeanlagen, Energie Spektrum 7+8/96, S. 34-39

/Röllig 1998/

Röllig, P.: Kälte aus Fernwärme in Dresden, HLH Bd. 49, Nr. 3, 1998, S. 47-55

/Roth 1980/

Roth, U. et al.: Wechselwirkungen zwischen der Siedlungsstruktur und Wärmeversorgungssystemen; Schriftreihe „Raumordnung“ des Bundesministers für Raumordnung, Bauwesen und Städtebau 06.044, Bonn 1980

/PROGNOS 1992/

PROGNOS AG (Hrsg.): Eckerle K., Hofer, P., Masuhr K.; Energiereport 2010 - Die energiewirtschaftliche Entwicklung in Deutschland; Schäffer-Poeschel Verlag Stuttgart, 1992

/Rumpel 1997/

Rumpel, M., T. Hoffman: Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland, Vortrag anlässlich der VDI-Tagung "Blockheizkraftwerke '97" am 10. und 11. Juni 1997 in Essen

/Saugy et al. 1996/

Saugy B., O. Graf, B. G. Dürr: Energy Master Plan for a Community: A case study of „GIS/Economic“ Analysis, in Operations research and environmental management (edited by Carlo Carraro and Alain Hauri), (S. 69 - 94), Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Netherlands, 1996

/Sawillion et al. 1997/

Sawillion, M. B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne: Mosaik - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie; Forschungsbericht Band 39, IER, Stuttgart, 1997

/Schaefer 1985/

Schaefer H.: Ansätze zur strukturellen Analyse des industriellen Energieverbrauchs, in Struktur und Tendenzen der industriellen Energiebedarfsdeckung, Schriftenreihe der Forschungsstelle für Energiewirtschaft, Bd. 17, München 1985

/Schaumann, Schweike 1995/

Schaumann, P.; Schweike, O.: Entwicklung eines Computermodells mit linearer Optimierung zur Abbildung eines regionalisierten Energiesystems am Beispiel Gesamtdeutschlands; Studie im Auftrag des BMBF, Wissenschaftlicher Bericht der Hochschule für Technik, Wirtschaft und Sozialwesen (FH) Zittau, Görlitz, Heft 39, 1995

/Schaumann 1997/

Schaumann, P.: Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung – Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell Forschungsbericht Band 36, IER, Stuttgart, 1997

/Schmitz 1984/

Schmitz H.: Altbaumodernisierung - Konstruktions- und Kostenvergleich, Mueller, Köln-Braunsfeld, 1984

/Schmitz, Koch 1996/

Schmitz K., G. Koch: Kraft-Wärme-Kopplung 2., überarbeitete Auflage, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1996

/Schönberg, Althaus 1997/

Schönberg I., W. Althaus: Zukunft der Nah- / Fernwärme in Deutschland; FWI 12/97 (S. 670-675)

/Schüler et al. 1997/

Schüler, R. et al.: Thermische Solaranlagen, Marktübersicht. Ökoinstitut e.V., Freiburg 1997

/Schulz 1995/

Schulz, W. u. a.: Ermittlung und Verifikation des Potentials und der Kosten der Treibhausgasminderung durch Kraft-Wärme-Kopplung zur Fern- und Nahwärmeversorgung (ABL und NBL) im Bereich Siedlungs-KWK, in Enquete-Kommission „Schutz der Erdatmosphäre“ des Deutschen Bundestages (Hrsg.): Studienprogramm Band 3 (Energie) Teilband, Economica Verlag, Bonn 1995

/Schwarz 1996/

Schwarz, H.: Flexible und alternative Verlegesysteme, Fernwärme international, 25 Jg. (1996), Heft 6, S. 277-285

/StaLa 1996/

Statistisches Landesamt Baden-Württemberg: 1 % - Gebäude- und Wohnungsstichprobe 1993, Schriftenreihe Statistik von Baden-Württemberg; Band 500, Stuttgart, 1996

/Tietz, Oesterle 1983/

Tietz H-P., A. Oesterle: Kostenfunktionen für Erzeugung, Transport und Verteilung von Fernwärme, Institut Für Städtebau u. Landesplanung, Karlsruhe, 1983

/Tietz 1983/

Tietz, H-P.: Erschließungs- und Standortplanung für die Fernwärmeversorgung; Karlsruhe, Univ., Diss., 1983

/Traube, Schulz 1995/

Traube K., W. Schulz: Ökologische und ökonomische Wirkung des Zubaus von KWK-Anlagen, hessisches Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit (Hrsg.): Hessen-Information Energie, 1995

/Traube 1998/

Traube, K.: Quoten-/Zertifikationsmodell zur Förderung des Ausbaus der Elektrizitätserzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung; ZNER 2/98; S. 25-31; 1998

/Van der Voort et al. 1984/

Van der Voort, E., et al.: ENERGY SUPPLY Modelling Package EFOM-12C Mark I, Mathematical description, CABAY, Louvain-la-Neuve, Belgium, 1984

/VDEW 1994/

VDEW: VDEW-Materialien; 12. Dezember 1994; Erläuterungen zur Vereinbarung "Stromwirtschaftliche Zusammenarbeit", VDEW, Frankfurt 1994

/VDEW 1997/

VDEW: Haushaltskundenbefragung 1996 - Auswertungsbericht, VDEW, Frankfurt 1997

/VDEW 1999a/

VDEW: Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungs-entgelte für elektrische Energie vom 13. Dezember 1999, BDI, VIK VDEW, 1999

/VDEW 1999b/

VDEW: 50365 Anlagen in Deutschland – Markt für Wärmepumpen wächst, Aktuelle Meldung vom 23.08. 99, http://www.strom.de/ak_am_3.htm

/VDI-GET 1999/

VDI Gesellschaft Energietechnik (Hrsg.): BHKW-Handbuch Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungsmotoren, Springer VDI Verlag, Düsseldorf, 1999

/VDI 2067-1/

VDI: VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1: Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - vom Dezember 1988, Beuth Verlag, Berlin, 1988

/VDI 3807-1/

VDI: VDI-Richtlinie 3807 Blatt 1 - Energieverbrauchskennwerte für Gebäude Heizenergie- und Stromverbrauchskennwerte, Beuth Verlag, Berlin, 1994

/VDI 3808/

VDI: VDI-Richtlinie 3808 - Energiewirtschaftliche Beurteilungskriterien für heiztechnische Anlagen - vom Dezember 1988, Beuth Verlag, Berlin, 1988

/VDI 3985/

VDI: VDI-Richtlinie 3985 - Grundsätze für Planung und Ausführung und Abnahme von Kraft-Wärme-Kopplung mit Verbrennungskraftmaschinen - vom September 1996, Beuth Verlag, Berlin, 1996

/Vondung 1995/

Vondung, A.: Fernwärmeversorgung in Viernheim - Projekt BHKW Essigzapfen. In Kraft-Wärme-Kopplung in Hessen- Konzepte, Anlagen, Erfahrungen, Strategien und Perspektiven; Hessische Ministerium für Umwelt, Energie, Jugend, Familie und Gesundheit; Wiesbaden, 1995

/Voß 1982/

Voß, A.: Nutzen und Grenzen von Energiesystemmodellen - einige grundsätzliche Überlegungen, Angewandte Systemanalyse 3, 1982, S. 111-117

/Vogel 1992/

Vogel L.: Optimierung von Fernwärmeversorgungssystemen Zittau, Techn. Hochschule, Diss., 1992

/VWEW 1997/

VWEW: Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil D, Heft 1: Energiewirtschaftliche Grundbegriffe, VWEW, Frankfurt a. M., 1997

/VWEW 1998/

VWEW: Begriffe der Versorgungswirtschaft, Teil A, Betriebswirtschaft Heft 2: Absatzwirtschaft, VWEW, Frankfurt a. M., 1997

/Weber 1997/

Weber, W., Mit gelöster Bremse geht's voran, BWK Bd. 49 (1997) Nr.9/10 (S. 14-15)

/Wesemann 1997/

Wesemann U.: Kostensenkungspotential in der Gasverteilung, GWF Gas-Erdgas 138 (1997) Nr. 10, (S. 599-611)

/Winkens 1985/

Winkens, H.-P. (Hrsg.): Energiekonzept Rhein-Neckar, Untersuchung einer zum Heizöl alternativen Energiedeckung für den Rhein-Neckar-Raum, Örtliche und regionale Energieversorgungskonzepte Band 4, Bundesforschungsanstalt für Landeskunde und Raumordnung, Bonn, 1985

/Winkens 1994/

Winkens, H.-P: Fernwärmespeicherung, -transport und -verteilung, IKARUS Teilprojekt 4, Jülich, 1994

/Winkens 1995/

Winkens, H.-P: Rationeller Bau und Betrieb von Fernwärmeleitungen; Fernwärme international, 24. Jg. (1995), Heft 7-8, S. 338-353

/Winkens 1997/

Winkens, H.-P: Gesamtoptimierung von Erzeugung, Transport und Verteilung unter Anwendung der für die Verteilung gewonnenen Ergebnisse, Kurzfassung, Ausarbeitung im Rahmen des Forschungsvorhabens „Neuartige Wärmeverteilung“ Teil A 1 der AGFW, Endbericht Forschungsprojekt BMBF (Förderkennziffer BMBF 032879 B), 1997

/Winkens 1999/

Winkens, H. P: Heizkraftwirtschaft und Fernwärmeversorgung – Ein Kompendium, VWEW-Verlag, Frankfurt a. M., 1999

/Witt 1995/

Witt, J.: Nahwärme in Neubaugebieten - Neue Wege zu kostengünstigen Lösungen, Öko- Institut e.V., 1995

/Zschernig 1997/

Zschernig, J.: Wechselwirkungen zwischen Preisbildung und technischen Lösungen der Trinkwassererwärmung in Fernwärmesystemen, FWI 7/1997, (S. 308-314)

/Zimmermann 1995/

Zimmermann, Werner: Operation Research; 7. Aufl., Oldenburg - Verlag, München, Wien 1995

Anhang

Anhang A: Gebäudedaten - Anlegbarkeit der Nah- und Fernwärme

Aus Sicht des Fernwärmebeziehers ist ein Fernwärmepreis dann anlegbar, wenn keine andere Möglichkeit besteht, das mit Wärme zu beliefernde Objekt, bei gleichem Komfort, durch eine andere Energieart kostengünstiger zu versorgen.

Grundlage für die Anlegbarkeitsrechnung ist eine Vollkostenrechnung. In einer solchen Vollkostenrechnung werden neben allen investiven Kostenkomponenten der Einzelobjektwärmeversorgung verteilt über die jeweilige Lebensdauer auch die Brennstoff- und Betriebskosten berücksichtigt. Die investiven Kostenkomponenten beinhalten die Heizungsanlage selbst als auch den Anschlußkostenbeitrag des Objektes durch leitungsgebundene Versorgungssysteme, das Heizöllager und sonstige Baukosten. Der anlegbare Fernwärmepreis kann dann als Differenz zwischen den Gesamtjahreskosten des Verbrauchers bei Verwendung einer vergleichbaren Konkurrenzenergie und den fixen Kosten der Fernwärme-Verbraucheranlage bestimmt werden.

Anschlußkostenbeiträge stellen eine einmalige Beteiligung der Grundeigentümer bzw. des Anschlußnehmers an den Kosten für den Hausanschluß und dem vorgelagerten Verteilungsnetz dar. Die Höhe von Anschlußbeiträgen differieren stark zwischen den unterschiedlichen Versorgungsunternehmen und den unterschiedlichen Versorgungssparten Gas, Nah- und Fernwärme. Dies liegt an den lokal unterschiedlichen Gegebenheiten (z. B. reduzierte Anschlußbeiträge in bestimmten Straßenzügen als Anreiz zur verstärkten Anschlußfrequenz) und den unterschiedlichen Interessen der Versorgungsunternehmen.

Das Versorgungsunternehmen verfolgt generell das Ziel aus Risiko-, Finanzierungs- und Liquiditätsüberlegungen eine möglichst hohe Beteiligung des Kunden an den effektiven Erstellungskosten des Verteilungsnetzes und dem Hausanschluß an den Anschlußnehmer weiterzugeben. Der Anschlußnehmer ist dagegen an möglichst geringen Anschlußkosten interessiert. Die Höhe der Anschlußkosten sind vor allem dann ein Entscheidungskriterium für oder gegen einen Energieträger wenn der Eigentümer eines Objektes nicht gleichzeitig Nutzer des Versorgungsobjektes ist, da dann die Kosten nur schwer weitergegeben werden können.

Die Anschlußkosten der Gasversorgung von Wohngebäuden (einschließlich großen Wohngebäuden) betragen zwischen 1000 und 4000 DM pro Anschluß. Die Kosten für Baukostenzuschüsse und Hausanschlußkosten werden nach AVBGasV¹⁰⁷ §9 und §10 bestimmt. Davon unabhängig wird der Anschluß von den GVU (Gasversorgungsunternehmen) individuell mit einem Betrag gefördert.

Bei Ölheizungen müssen die Kosten für den Öltank und gegebenenfalls Brennstofflagerraum berücksichtigt werden.

Unter den sonstigen Baukosten werden die Kosten für Schornstein, Raumbedarf und Lüftungssysteme für Verbrennungsluftzufuhr zusammengefaßt. So sind bei den Erdgas und Heizöl befeuerten Einzelanlagen auch die Baukosten für den Schornstein zu berücksichtigen, die bei einer Nah- oder Fernwärmeversorgung nicht notwendig ist.

Strittig ist, wie bei Einzelanlagen Raumkosten angerechnet werden. Für Gasheizungen gibt es nach TRGI¹⁰⁸ keine technische oder brandschutzrechtlichen Gründe mehr für einen separaten Heizraum, d. h. auf eine feuerhemmende Tür oder ein aufwendiges Lüftungssystem kann verzichtet werden. Wie die Erfahrung jedoch zeigt, werden in den meisten Neubauten trotzdem Heizräume im Keller eingeplant. Neben der Heizungsraumfläche geht durch den Kamin eine Wohnfläche von ca. einem Quadratmeter verloren. Bei Erdgas gefeuerten Brennwertanlagen mit Dachheizzentrale ist zwar kein Kamin erforderlich, jedoch geht für die Dachaufstellung ebenfalls eine Wohnfläche von mindestens einem Quadratmeter verloren. Diese Kosten müssen korrekterweise in der Vergleichskostenrechnung berücksichtigt werden.

Da der anlegbare Fernwärmepreis stark vom Heizwärmebedarf abhängt, werden unterschiedliche Versorgungsfälle untersucht (vgl. Tabelle A-1). Diese sind im Weiteren in Alt- und Neubau unterteilt um den Einfluß vorhandener Baugegebenheiten auf den anlegbaren Fernwärmepreis zu dokumentieren.

Tabelle A-1: Übersicht über die untersuchten Objekttypen

Objekttyp	Wärmebedarf	Vollbenutzungsstunden	Anzahl Bewohner	Warmwasserbereitung pro Bewohner
	[kW]	[h/a]	[1]	[m ³ /a]
EFH (Alt)	11,7	2044	4	21,85
EFH (Neu)	7,5	1905	4	21,85
RDH (Alt)	10	2044	4	21,85
RDH (Neu)	4,6	1905	4	21,85
KMH (Alt)	40,3	2107	20	21,85
KMH (Neu)	20,7	1930	20	21,85
GMH (Alt)	60	2000	40	21,85
GMH (Neu)	32,9	1914	40	21,85

Im Neubau kann bei der Ausstattung des Gebäudes mit Heizflächen zwischen Niedertemperatur-Plattenheizflächen und Fußboden-Heizflächen unterschieden werden. Da Fußboden-Heizflächen niedrigere Rücklauftemperaturen ermöglichen als Niedertemperatur-Plattenheizflächen, liegt der Nutzungsgrad der Brennwerttechnik höher.

Im Altbau ist entscheidend, ob ein Energieträgerwechsel (z. B. von Heizöl zu Fernwärme) stattfindet, und inwieweit speziell bei Heizungssystemen auf Basis Heizöl, das bestehende Heizöllager weiter verwendbar ist. Unabhängig davon ist bei der Erneuerung Heizöl oder Erdgas befeuerter Heizungssysteme eine Schornsteinanpassung notwendig. Bei Gas-Brennwertkessel ist sogar eine spezielle feuchteunempfindliche Abgasführung notwendig.

¹⁰⁷ Verordnung über allgemeine Bedingungen für die Gasversorgung von Tarifkunden

¹⁰⁸ Technische Regeln Gasinstallation

Tabelle A-2: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines Einfamilienhauses (Neubau mit 8,0 kW; 120 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Einheit	Spezialkessel		Brennwertkessel		Brennwertkessel (Dach)		Kombi-therme		Nieder-temperatur-Heizung		Brennwertkessel		Elektrofeststoffspeicherblock+ Durchl..		Fußboden-direkth. Durchlauf-erhitzer		Kompakt-übergabestation indirekt	
			Spezialkessel	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Heizöl	Heizöl	Heizöl	Strom	Strom	Strom	Strom	Strom	NW / FW	NW / FW		
Kapitalkosten	Heizung	[DM]	5400,00	5300,00	5300,00	4830,00	5300,00	6500,00	9400,00	14000,00	2710,00	4355,00								
	Warmwassererzeuger	[DM]	3950,00	0,00	0,00	1700,00	0,00	0,00	900,00	900,00	0,00	0,00								
	Wärmeerzeuger u. Warmwasserbereitung (inkl. Regelung)	[DM]	9350,00	10880,00	10880,00	8980,00	10750,00	11950,00	12750,00	18450,00	8160,00	9805,00								
	Summe Heizflächensystem u. Regelung FBH	[DM]	11019,00	11019,00	11019,00	11019,00	11019,00	11019,00	2000,00	0,00	11019,00	11019,00								
	Summe Heizflächensystem u. Regelung PHK	[DM]	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00	7200,00								
	Summe Sonstige Baukosten	[DM]	4860,00	4860,00	4860,00	3260,00	8060,00	8060,00	8060,00	200,00	200,00	200,00								
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00								
	Investition Gesamt (inkl. PHK)	[DM]	23810,00	25340,00	23080,00	21840,00	28410,00	29610,00	18450,00	17450,00	18450,00	21560,00								
	Investition Gesamt (inkl. FBH)	[DM]	27629,00	29159,00	26899,00	25659,00	32229,00	33429,00	18450,00	17450,00	18450,00	25379,00								
	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	2040,00	1900,00	1900,00								
Variable Betriebskosten	Nutzungsgrad PHK	[%]	90,16	99,96	99,96	90,16	90,16	98	97	99	96,04	96,04								
	Nutzungsgrad FBH	[%]	90,16	98	98	90,16	90,16	96,04	97	99	96,04	96,04								
	Hilfsenergiekosten Heizung	[DM/a]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,59	0,59	0,11	0,12	0,07	0,07								
	Nutzungsgrad Warmwassererz.	[%]	72	72	72	72	72	72	72	72	72									
	Hilfsenergiekosten Warmwasser	[DM/a]	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00									
	Jahreskosten Heizung	[DM/ja]	413	413	413	413	533	533	0	0	165	165								
	Jahreskosten Warmwassererz..	[DM/ja]	75,5	75,5	75,5	75,5	90	81,5	81,5	0	0	75,5								
	Wärmegestehungskosten Heizung PHK (ohne Heizfläche)	[Pf/kWh]	20,77	21,04	19,53	20,32	22,02	22,42	22,42	20,75	24,65	18,90								
	Wärmegestehungskosten FBH (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	20,77	20,87	19,36	20,32	22,02	22,00	22,00	20,75	24,65	18,90								
	Wärmegestehungskosten Warmwassererzeugung	[Pf/kWh]	29,46	29,46	29,46	29,46	25,98	25,98	25,98	21,73	23,53	27,07								
Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwassererzeugung (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	22,10	22,33	21,05	21,03	22,62	22,97	22,97	20,89	24,48	20,15									
Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwassererzeugung (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	22,10	22,18	20,90	21,03	22,62	22,61	22,61	20,89	24,48	20,15									
Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwassererzeugung (mit Heizflächen)	[Pf/kWh]	25,66	25,89	24,61	24,59	26,19	26,53	26,53	21,82	24,48	23,72									
Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwassererzeugung (mit Heizflächen)	[Pf/kWh]	27,56	27,78	26,50	26,48	28,08	28,42	28,42	21,82	24,48	25,61									

Tabelle A-3: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines Einfamilienhauses (Sanierung mit 12,0 kW; 120 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Einheit	Spezial-	Brenn-	Brenn-	Kombi-	Nieder-	Brenn-	Elektrofests-	Fußboden-	Kompakt-	Kompakt-	
			kessel	werkessel	werkessel	therme	temperatur-	werkessel	stoffspei-	direkth. +	station	station	
			Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Heizöl	Heizöl	Strom	Durchlauf-	NW / FW	NW / FW	
				(Dach)			Heizung		erblock+	erhitzer	direkt	indirekt	
									Durchl..				
Kapitalkosten	Heizung	[DM]	6200,00	7200,00	7200,00	4830,00	5300,00	9000,00	23760,00	17400,00	2710,00	4355,00	
	Warmwassererzeugung	[DM]	2600,00	0,00	0,00	1700,00	0,00	0,00	900,00	900,00	2690,00	2690,00	
	Wärmeerzeugung und Warmwasser-	[DM]	8800,00	11300,00	11300,00	8030,00	9400,00	13100,00	26160,00	20900,00	6900,00	8545,00	
	bereitung (inkl. Regelung)												
	Summe Heizflächensystem und												
	Regelung	[DM]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Summe Sonstige Baukosten	[DM]	2000,00	2000,00	800,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	3300,00	3300,00	2500,00	0,00	7000,00	7000,00
	Investition Gesamt	[DM]	13200,00	15700,00	14500,00	12430,00	14700,00	19000,00	18400,00	28660,00	20900,00	13900,00	15545,00
	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	2040,00	1920,00	1900,00	1900,00
Variable Betriebskosten	Nutzungsgrad Heizung	[%]	90,16	98,00	98,98	90,16	90,16	90,16	97,00	99,00	95,06	95,06	
	Hilfsenergiekosten Heizung	[DM/a]	50	50	50	50	100	100	50	50	50	50	
	Nutzungsgrad Warmwassererzeugung	[%]	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	
	Hilfsenergiekosten Warmwasser	[DM/a]	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	0,00	0,00	6,00	6,00	
	Jahreskosten Heizung	[DM/a]	413	413	413	413	533	533	533	0,00	165	165	
	Jahreskosten Warmwassererz.	[DM/a]	66	66	66	66	72	72	72	0,00	66	66	
	Wärmegestehungskosten Heizung (ohne ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	15,14	15,50	14,88	15,20	13,20	14,15	14,15	22,49	21,97	12,61	13,34
	Wärmegestehungskosten Warmwassererzeugung	[Pf/kWh]	24,10	24,10	24,10	18,14	20,62	20,21	20,21	18,20	20,01	22,05	22,05
	Wärmegestehungskosten Heizung und												
	Warmwassererzeugung (ohne ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	16,10	16,43	15,87	15,52	14,00	14,80	14,80	22,06	21,76	13,62	14,28
Wärmegestehungskosten (mit ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	16,08	16,44	15,82	16,14	14,48	15,44	15,44	23,40	21,97	15,34	16,07	
Wärmegestehungskosten Heizung und													
Warmwassererzeugung (mit ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	16,94	17,26	16,71	16,35	15,14	15,95	15,95	22,88	21,76	16,06	16,71	

Tabelle A-4: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines RDH-Familienhauses (Neubau mit 2 Whg.; 20,0kW; jeweils 120 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Spezialkessel		Brennwertkessel		Kombi-therme		Niedertemperatur-Heizung		Brennwertkessel		Elektrofeststoffboilerblock+Durchlauferhitzer		Fußboden-direkth. Durchlauferhitzer		Kompakt-übergabestation indirekt	
		Einheit	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Heizöl	Heizöl	Heizöl	Heizöl	Strom	Strom	NW / FW	NW / FW		
Kapitalkosten	Heizung	[DM]	5400,00	5030,00	5030,00	4830,00	5300,00	6500,00	9400,00	14000,00	2710,00	4355,00					
	Warmwassererzeuger	[DM]	3830,00	0,00	0,00	1700,00	0,00	0,00	900,00	900,00	0,00	0,00					
	Wärmeerzeuger u. Warmwasserbereitung (inkl. Regelung)	[DM]	9230,00	10760,00	10760,00	8860,00	10630,00	11830,00	12630,00	18330,00	8040,00	9685,00					
	Summe Heizflächensystem u. Regelung FBH	[DM]	10366,00	10496,00	10496,00	10366,00	10366,00	10366,00	3500,00	2600,00	10366,00	10366,00					
	Summe Heizflächensystem u. Regelung PHK	[DM]	5952,00	5952,00	5952,00	7200,00	5952,00	5952,00	2000,00	0,00	5952,00	5952,00					
	Summe Sonstige Baukosten	[DM]	4860,00	4860,00	2600,00	3260,00	8060,00	8060,00	200,00	0,00	200,00	200,00					
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	1200,00	1200,00	1200,00	1200,00	4800,00	4800,00	1250,00	0,00	3500,00	3500,00					
	Investition Gesamt (inkl. PHK)	[DM]	21242,00	22772,00	20512,00	19272,00	29442,00	30642,00	16080,00	18330,00	17692,00	19337,00					
	Investition Gesamt (inkl. FBH)	[DM]	25656,00	27316,00	25056,00	23686,00	33856,00	35056,00	17580,00	20930,00	22106,00	23751,00					
	Variable Betriebskosten	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00				
Nutzungsgrad PHK		[%]	90,16	96,04	98,98	90,16	90,16	90,16	90,16	90,16	94,08	99	99	99	95,06	95,06	
Nutzungsgrad FBH		[%]	90,16	99,96	98,98	90,16	90,16	90,16	90,16	90,16	98	99	99	99	95,06	95,06	
Hilfsenergiekosten Heizung		[DM/a]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,59	0,59	0,59	0,12	0,07	0,07	0,07	0,07	
Nutzungsgrad Warmwassererzeugung		[%]	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	
Hilfsenergiekosten Warmwasser		[DM/a]	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	
Jahreskosten Heizung		[DM/a]	826	826	826	826	826	826	1066	1066	1066	330	330	330	330	330	
Jahreskosten Warmwassererz.		[DM/a]	75,5	75,5	75,5	75,5	90	81,5	81,5	81,5	81,5	0	75,5	75,5	75,5	75,5	
Wärmegestehungskosten Heizung PHK (ohne Heizfläche)		[Pf/kWh]	16,56	16,18	15,64	16,32	17,39	17,30	16,20	18,87	13,26	13,85					
Wärmegestehungskosten FBH (ohne Heizflächen)		[Pf/kWh]	16,56	16,53	15,64	16,32	17,39	17,55	16,20	18,87	13,26	13,85					
Wärmegestehungskosten Warmwassererzeugung	[Pf/kWh]	29,01	29,01	29,01	24,50	25,53	25,35	21,28	23,09	26,63	26,63						
Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwassererzeugung (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	17,66	17,31	16,65	17,04	18,10	18,02	16,65	19,24	14,43	14,97						
Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwassererzeugung (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	17,66	17,63	16,65	17,04	18,10	18,25	16,65	19,24	14,43	14,97						
Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwassererzeugung (mit Heizflächen)	[Pf/kWh]	19,35	19,00	18,34	18,73	19,80	19,71	17,22	19,24	16,13	16,66						
Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwassererzeugung (mit Heizflächen)	[Pf/kWh]	20,60	20,29	19,63	19,99	21,05	20,97	17,65	19,98	17,38	17,92						

Tabelle A-5: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines RDH-Familienhauses (Sanierung mit 2 Whg.; 20,0 kW; jeweils 120 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Einheit	Spezialkessel	Brennwertkessel	Brennwertkessel (Dach)	Kombitherme	Niedertemperatur-Heizung	Brennwertkessel	Elektrofeststoffspeicherblock+ Durchl..	Fußboden-direkt. Durchlauf-erhitzer	Kompakt-übergabestation direkt	Kompakt-übergabestation indirekt	
			Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Heizöl	Heizöl	Heizöl	Strom	Strom	NW / FW	NW / FW
Kapitalkosten	Heizung	[DM]	6000,00	7000,00	7000,00	4630,00	6100,00	8800,00	23760,00	17400,00	2710,00	4355,00	
	Warmwassererzeugung	[DM]	2600,00	0,00	0,00	1700,00	0,00	0,00	900,00	900,00	2690,00	2690,00	
	Wärmeerzeugung und Warmwasserbereitung (inkl. Regelung)	[DM]	8600,00	11100,00	11100,00	7830,00	10200,00	12900,00	26160,00	20900,00	6900,00	8545,00	
	Summe Heizflächensystem und Regelung	[DM]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
	Summe Sonstige Baukosten	[DM]	2000,00	2000,00	800,00	2000,00	2000,00	2000,00	2000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2400,00	2500,00	0,00	7000,00	7000,00
	Investition Gesamt	[DM]	13000,00	15500,00	14300,00	12230,00	14600,00	17300,00	28660,00	20900,00	1900,00	13900,00	15545,00
Variable Betriebskosten	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	
	Nutzungsgrad Heizung	[%]	90,16	98,00	98,00	90,16	90,16	96,04	97,00	99,00	95,06	95,06	
	Hilfsenergiekosten Heizung	[DM/a]	50	50	50	50	100	100	100	50	50	50	
	Nutzungsgrad Warmwassererzeugung	[%]	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	
	Hilfsenergiekosten Warmwasser	[DM/a]	6,00	6,00	6,00	0,00	6,00	6,00	6,00	0,00	0,00	6,00	6,00
	Jahreskosten Heizung	[DM/a]	413	413	413	413	533	533	533	0,00	0,00	165	165
	Jahreskosten Warmwassererz.	[DM/a]	66	66	66	90	72	72	72	0,00	0,00	66	66
Wärmegestehungskosten Heizung (ohne ET-Wechsel)		[Pf/kWh]	12,81	12,73	12,40	12,85	10,46	10,75	18,41	18,10	10,43	10,87	
	Wärmegestehungskosten Warmwassererzeugung	[Pf/kWh]	24,10	24,10	24,10	21,42	20,62	20,21	18,20	20,01	22,05	22,05	
Wärmegestehungskosten Heizung und Warmwassererzeugung (ohne ET-Wechsel)		[Pf/kWh]	13,57	13,49	13,19	13,42	11,15	11,39	18,40	18,22	11,21	11,62	
	Wärmegestehungskosten (mit ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	13,37	13,29	12,96	13,41	11,23	11,52	19,00	18,10	12,06	12,50	
Wärmegestehungskosten Heizung und Warmwassererzeugung (mit ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	14,09	14,01	13,71	13,95	11,87	12,11	18,95	18,22	12,74	13,15		

Tabelle A-6: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines kleinen Mehrfamilienhauses (Neubau mit 6 Whg.; 30,8 kW; 480 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Spezialkessel		Brennwertkessel	Brennwertkessel (Dach)	Kombithermie in jeder Wohnung	Niedertemperatur-Heizung	Elektrofeststoffboilerblock+ Durchl. Durchfl. erhitzer	Fußboden- direkt. + Durchlauf- erhitzer	Kompakt-übergabestation	
		Einheit	Erdgas							NW / FW	direkt
Kapitalkosten	Heizung	[DM]	7500,00	7500,00	7500,00	28980,00	5500,00	76032,00	69600,00	3310,00	6455,00
	Warmwasserzeuger	[DM]	9525,00	3200,00	3200,00	9000,00	3200,00	5400,00	5400,00	1775,00	3105,00
	Wärmeerzeuger u. Warmwasserbereitung (inkl. Regelung)	[DM]	17025,00	20125,00	20125,00	42780,00	18125,00	87732,00	82400,00	14510,00	18985,00
	Summe Heizflächensystem u. Regelung FBH	[DM]	38949,00	38949,00	38949,00	34187,00	38949,00	2000,00	0,00	38949,00	38949,00
	Summe Heizflächensystem u. Regelung PHK	[DM]	22642,00	22642,00	22642,00	21876,00	22642,00	2000,00	0,00	22642,00	22642,00
	Summe Sonstige Baukosten	[DM]	6520,00	6520,00	2000,00	2000,00	6520,00	200,00	0,00	400,00	400,00
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	2900,00	2900,00	2900,00	2900,00	5000,00	2500,00	0,00	6000,00	6000,00
	Investition Gesamt (inkl. PHK)	[DM]	49087,00	52187,00	47667,00	69556,00	52287,00	92432,00	82400,00	43552,00	48027,00
	Investition Gesamt (inkl. FBH)	[DM]	65394,00	68494,00	63974,00	81867,00	68594,00	92432,00	82400,00	59859,00	64334,00
	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	2040,00	1920,00	1900,00	1900,00
Variable Betriebskosten	Nutzungsgrad PHK	[%]	88,32	94,08	94,08	90,16	87,36	97	97	99	94,08
	Nutzungsgrad FBH	[%]	88,32	96,96	96,96	90,16	88,32	97	97	99	94,08
	Hilfsenergiekosten Heizung	[DM/a]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,59	0,11	0,12	0,07	0,07
	Nutzungsgrad Warmwassererzeugung	[%]	72	72	72	72	72	72	72	72	72
Fixe Betriebskosten	Hilfsenergiekosten Warmwasser	[DM/l]	130,00	130,00	130,00	36,00	130,00	0,00	0,00	130,00	130,00
	Jahreskosten Heizung	[DM/a]	776	734	734	413	1036	0	0	489	489
Wärmegestehungskosten	Jahreskosten Warmwasser.	[DM/a]	215,46	215,46	215,46	540,00	240,46	0,00	0,00	215,46	215,46
	Wärmegestehungskosten Heizung PHK (ohne Heizfläche)	[PfkWh]	16,77	17,21	15,89	20,31	15,52	21,65	22,34	16,25	17,13
	Wärmegestehungskosten FBH (ohne Heizflächen)	[PfkWh]	16,77	16,94	15,62	20,31	15,44	21,65	22,34	16,25	17,13
	Wärmegestehungskosten Warmwassererzeugung	[PfkWh]	21,42	21,42	21,42	26,27	17,49	22,43	24,24	17,97	18,96
	Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwassererzeugung (ohne Heizflächen)	[PfkWh]	18,04	18,36	17,20	21,94	16,06	21,77	22,64	16,72	17,63
	Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwassererzeugung (ohne Heizflächen)	[PfkWh]	18,04	18,16	17,20	21,94	16,00	21,77	22,64	16,72	17,63
	Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwassererzeugung (mit Heizflächen)	[PfkWh]	22,04	22,37	21,40	25,81	20,06	21,96	22,64	20,73	21,64
	Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwassererzeugung (mit Heizflächen)	[PfkWh]	24,93	25,25	24,29	27,99	22,95	21,96	22,64	23,61	24,52

Tabelle A-7: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines kleinen Mehrfamilienhauses (Sanierung mit 6 Whg.; 38,4 kW; 480 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Einheit	Spezialkessel	Brennwertkessel	Brennwertkessel (Dach)	Kombitherme in jeder Wohnung	Nieder-temperatur-Heizung	Elektrofeststoffspeicherblock+ Durchl.	Fußboden-direkth. + Durchlauf-erhitzer	Kompakt-übergabestation	
										NW / FW	NW / FW
Kapitalkosten	Heizung	[DM]	8300,00	8700,00	8700,00	28980,00	7000,00	76032,00	69600,00	3310,00	6455,00
	Warmwassererzeugung	[DM]	3600,00	3200,00	3200,00	9000,00	3200,00	5400,00	5400,00	1775,00	3105,00
	Wärmeerzeugung und Warmwasserbereitung (inkl. Reglung)	[DM]	11900,00	15400,00	15400,00	37980,00	13700,00	82932,00	77600,00	8185,00	12660,00
	Summe Heizflächensystem und Reglung	[DM]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Summe Sonstige Baukosten	[DM]	3400,00	3400,00	00,00	1000,00	3400,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	2900,00	2900,00	2900,00	2900,00	0,00	2500,00	0,00	0,00	7000,00
	Investition Gesamt	[DM]	18200,00	21700,00	18300,00	41880,00	17100,00	85432,00	77600,00	15185,00	19660,00
	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	2040,00	19020,00	1900,00	1900,00
	Nutzungsgrad Heizung	[%]	88,32	96,96	96,96	90,16	88,32	97,00	99,00	93,12	93,12
	Hilfsenergiekosten Heizung	[DM/a]	136	156	156	136	196	0	0	136	136
Variable Betriebskosten	Nutzungsgrad Warmwassererzeugung										
	Hilfsenergiekosten Warmwasser	[DM/a]	130	130	130	0	130	0	0	130	130
	Jahreskosten Heizung	[DM/a]	776	776	776	413	1036	0,00	0,00	489	489
	Jahreskosten Warmwassererz.	[DM/a]	156,21	156,21	156,21	540	181,21	0,00	0,00	156,21	156,21
	Wärmegestehungskosten Heizung (ohne ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	12,71	12,46	11,97	14,39	10,38	21,11	22,10	9,23	9,67
	Wärmegestehungskosten Warmwassererzeugung	[Pf/kWh]	15,64	15,64	15,64	22,45	11,71	20,20	22,01	26,33	27,32
	Wärmegestehungskosten Heizung und Warmwassererzeugung (ohne ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	13,17	12,97	15,55	15,66	10,59	20,98	22,08	11,94	12,46
	Wärmegestehungskosten (mit ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	13,06	12,82	12,32	14,74	10,38	21,40	22,10	10,08	10,52
	Wärmegestehungskosten Heizung und Warmwassererzeugung (mit ET-Wechsel)	[Pf/kWh]	13,47	13,26	12,85	15,96	10,59	21,22	22,08	12,66	13,18

Tabelle A-8: Vergleich der gebäudebezogenen spezifischen Wärmegestehungskosten (Heizung und Warmwasserbereitung) aus Sicht des Bauherrn eines großen Mehrfamilienhauses (Neubau mit 12 Whg.; 60 kW; 880 m² Wohnfläche)

Kostengruppe	Kostenart	Einheit	Spezial-	Brenn-	Brenn-	Brenn-	Kombi-	Nieder-	Elektrofests-	Fußboden-	Kompakt-	Kompakt-	
			kessel	werkessel	werkessel	therme in	temperatur-	ofspei-	direkth. +	übergabe-	übergabe-		
			Erdgas	Erdgas	Erdgas	Erdgas	Wohnung	Heizung	erblock+	Durchlauf-	station	station	
									Durchl.	erhitzer	indirekt	indirekt	
									Strom	Strom	NW / FW	NW / FW	
Kapitalkosten	Heizung	[DM]	14500,00	16400,00	16400,00	57960,00	16200,00	118800,00	127600,00	10130,00	12155,00		
	Warmwassererzeuger	[DM]	17200,00	4100,00	4100,00	25200,00	4100,00	10800,00	10800,00	1775,00	3105,00		
	Wärmeerzeuger u. Warmwasserbereitung (inkl. Regelung)	[DM]	31700,00	35100,00	35100,00	98260,00	34900,00	138400,00	147200,00	24105,00	27460,00		
	Summe Heizflächensystem u. Regelung FBH	[DM]	71666,00	71666,00	71666,00	62224,00	71666,00	0,00	0,00	71666,00	71666,00		
	Summe Heizflächensystem u. Regelung PHK	[DM]	41341,00	41341,00	46491,00	39891,00	41341,00	0,00	0,00	41341,00	41341,00		
	Summe Sonstige Baukosten	[DM]	6900,00	6900,00	2600,00	3260,00	6900,00	0,00	2600,00	0,00	200,00	200,00	
	Summe Anschluß/Lager	[DM]	3300,00	3300,00	3300,00	3300,00	7700,00	0,00	2500,00	0,00	7000,00	7000,00	
	Investition Gesamt (inkl. PHK)	[DM]	83241,00	86641,00	87491,00	144711,00	90841,00	0,00	143500,00	147200,00	72646,00	76001,00	
	Investition Gesamt (inkl. FBH)	[DM]	113566,00	116966,00	112666,00	167044,00	121166,00	0,00	143500,00	147200,00	102971,00	106326,00	
	Vollbenutzungsstunden	[h/a]	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	1900,00	0,00	1900,00	1920,00	1900,00	1900,00	
	Nutzungsgrad PHK	[%]	90,16	97,02	97,02	90,16	98,00	0,00	95,06	97,02	95,06	95,06	
	Nutzungsgrad FBH	[%]	90,16	99,96	98,98	90,16	98,00	0,00	95,06	97,02	95,06	95,06	
	Hilfsenergiekosten Heizung	[DM/a]	0,08	0,08	0,08	0,08	0,59	0,00	0,11	0,12	0,07	0,07	
Nutzungsgrad Warmwasserzeugung	[%]	72	72	72	72	72	0,00	72	72	72	72		
Hilfsenergiekosten Warmwasser	[DM/]	170,00	170,00	170,00	36,00	170,00	0,00	0,00	0,00	170,00	170,00		
Jahreskosten Heizung	[DM/]	921	921	921	413	1141	0,00	0,00	0,00	508	508		
Jahreskosten Warmwasserz.	[DM/]	400,04	400,04	400,04	754,00	400,04	0,00	430,00	430,00	400,04	400,04		
Wärmegestehungskosten Heizung PHK (ohne Heizfläche)	[Pf/kWh]	15,66	15,62	14,87	21,98	13,59	0,00	33,08	34,89	15,07	15,43		
Wärmegestehungskosten FBH (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	15,66	15,62	14,87	21,98	13,59	0,00	33,08	34,89	15,07	15,43		
Wärmegestehungskosten Warmwasserzeugung	[Pf/kWh]	20,29	20,29	20,29	29,11	16,33	0,00	23,70	25,51	16,15	16,64		
Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwasserzeugung (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	17,14	17,11	16,60	24,26	14,46	0,00	30,08	31,89	15,42	15,81		
Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwasserzeugung (ohne Heizflächen)	[Pf/kWh]	17,14	17,11	16,60	24,26	14,46	0,00	30,08	31,89	15,42	15,81		
Wärmegestehungskosten Heizung PHK und Warmwasserzeugung (mit Heizflächen)	[Pf/kWh]	21,41	21,38	21,40	28,38	18,73	0,00	30,08	31,89	19,69	20,09		
Wärmegestehungskosten Heizung FBH und Warmwasserzeugung (mit Heizflächen)	[Pf/kWh]	24,54	24,51	24,00	30,69	21,87	0,00	30,08	31,89	22,82	23,22		

Anhang A-2: Kosten der Sanierungsmaßnahmen

Tabelle A-10 Durchschnittliche spezifische Wärmekosten¹⁰⁹ pro eingesparte MWh in Abhängigkeit des Gebäudetypen¹⁾ und ungekoppelte Ausführung der Sanierungsmaßnahmen

Aufgrund der Energiesparmaßnahme verändertes Bauteil	EFH		RDH		KMH		GMH	
	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾
Außenwände	311,3	237,8	204,7	231,7	251,5	257,2	1362,2	472,6
Dach	377,4	247,3	623,3	831,1	104,1	145,1	339,2	240,7
Geschossdecke	-	-	-	-	65,7	126,3	83,70	160,9
Kellerdecke	66,5	103,5	61,55	102,5	51,5	97,5	85,5	141,8
Fenster	709,1	792,7	596,9	684,6	1028,2	976,0	1013,7	259,7

- 1) Gemittelt über die Gebäudegeometrie und die bauphysikalischen Größen aller Gebäudetypen der Bauzeit 1949-94
- 2) Maßnahme 1
- 3) Maßnahme 2

Tabelle A-11 Durchschnittliche spezifische Wärmekosten¹¹⁰ pro eingesparte MWh in Abhängigkeit des Gebäudetypen¹⁾ und gekoppelte Ausführung der Sanierungsmaßnahmen

Aufgrund der Energiesparmaßnahme verändertes Bauteil	EFH		RDH		KMH		GMH	
	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾	1 ²⁾	2 ³⁾
Außenwände	78,3	80,6	51,5	78,5	63,3	87,2	342,7	160,1
Dach	146,7	133,9	242,4	450,2	40,5	78,6	131,9	130,3
Geschossdecke	-	-	-	-	65,7	126,3	83,7	160,9
Kellerdecke	66,5	103,5	61,6	102,5	51,5	97,5	85,5	141,8
Fenster	69,2	201,7	58,2	174,2	91,4	248,4	98,9	259,7

- 1) Gemittelt über die Gebäudegeometrie und die bauphysikalischen Größen aller Gebäudetypen der Bauzeit 1949-94
- 2) Maßnahme 1
- 3) Maßnahme 2

¹⁰⁹ Abschreibungsdauer 20 Jahre; Zinssatz von 6 %

¹¹⁰ Abschreibungsdauer 20 Jahre; Zinssatz von 6 %

Tabelle B-13: Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 2) bei minimaler Wärmebedarfsdichte

	ST 1	ST 2	ST 3a	ST 3b	ST 4	ST 5a	ST 5b	ST 6	ST 7a	ST 7b	ST 8	ST 9	ST 10a	ST 11b
	Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	Einfamilienhäuser- u. Doppelhäuser-Siedlung	städtischer Dorfkern	ländlicher Dorfkern	Reihenhäuser	Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern	Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern	Blockbebauung niedriger Dichte	Blockbebauung hoher Dichte	Citybebauung	Historische Altstadt (groß)	Öffentliche Sonderbauten (groß)	Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten
KMH bis 1918 [%]	0	0	0	10	0	0	0	0	5	0	5	20	0	0
KMH 1918-48 [%]	0	0	10	10	0	0	0	0	5	0	5	0	0	0
KMH 1949-57 [%]	0	0	10	10	0	0	0	0	20	20	10	0	0	0
KMH 1958-68 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	5	10	10	0	10	10
KMH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0
KMH 1979-83 [%]	0	0	0	0	0	25	40	0	0	0	0	0	0	0
KMH 1984-94 [%]	0	0	0	0	0	75	0	0	0	0	0	0	0	0
KMH ab 1995 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH bis 1918 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	5	20	10	10	0	0
GMH 1918-48 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	15	10	10	0	0	0
GMH 1949-57 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	15	20	10	0	0	0
GMH 1958-68 [%]	0	0	0	0	0	0	25	25	10	10	10	0	10	10
GMH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	10	0	10	10	10	0	0	0
GMH 1979-83 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH 1984-94 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH ab 1995 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HH 1958-68 [%]	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0
HH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	0	50	0	0	0	0	0	0
Sonderbau Gewerbe [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80
Sonderbau Verwaltung [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80
Sonderbau Verkauf [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0

Tabelle B-15: Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 2) bei mittlerer Wärmebedarfsdichte

	ST 1	ST 2	ST 3a	ST 3b	ST 4	ST 5a	ST 5b	ST 6	ST 7a	ST 7b	ST 8	ST 9	ST 10a	ST 11b
	Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	Einfamilienhäuser- u. Doppelhäuser-Siedlung	städtischer Dorfkern	ländlicher Dorfkern	Reihenhäuser	Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern	Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäuser oder Hochhäuser	Blockbebauung niedriger Dichte	Blockbebauung hoher Dichte	Citybebauung	Historische Altstadt (groß)	Öffentliche Sonderbauten (groß)	Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten
KMH bis 1918 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	30	0	0
KMH 1918-48 [%]	0	0	15	10	0	0	0	0	5	0	0	10	0	0
KMH 1949-57 [%]	0	0	10	10	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0
KMH 1958-68 [%]	0	0	0	10	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0
KMH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0
KMH 1979-83 [%]	0	0	0	0	0	40	25	0	0	0	0	0	0	0
KMH 1984-94 [%]	0	0	0	0	0	60	0	0	0	0	0	0	0	0
KMH ab 1995 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH bis 1918 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	10	20	10	10	0	0
GMH 1918-48 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0
GMH 1949-57 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20	10	0	0	0
GMH 1958-68 [%]	0	0	0	0	0	0	25	0	20	20	10	0	10	10
GMH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	25	0	10	10	10	0	0	0
GMH 1979-83 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH 1984-94 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH ab 1995 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HH 1958-68 [%]	0	0	0	0	0	0	0	75	0	0	0	0	0	0
HH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0
Sonderbau Gewerbe [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90
Sonderbau Verwaltung [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0
Sonderbau Verkauf [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0

Tabelle B-17: Anteil der Gebäudetypen am Siedlungstyp (Teil 2) bei maximaler Wärmebedarfsdichte

	ST 1	ST 2	ST 3a	ST 3b	ST 4	ST 5a	ST 5b	ST 6	ST 7a	ST 7b	ST 8	ST 9	ST 10a	ST 11b
	Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	Einfamilienhäuser- u. Doppelhäuser-Siedlung	städtischer Dorfkern	ländlicher Dorfkern	Reihenhäuser	kleiner Mehrfamilienhäuser	Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäusern	Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäusern oder Hochhäusern	Blockbebauung niedriger Dichte	Blockbebauung hoher Dichte	Citybebauung	Historische Altstadt (groß)	Öffentliche Sonderbauten (groß)	Gewerbliche Sonderbauten / Dienstleistungsbauten
KMH bis 1918 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0
KMH 1918-48 [%]	25	0	10	10	0	0	0	0	0	0	10	0	0	0
KMH 1949-57 [%]	0	0	10	10	0	0	0	0	10	0	0	0	0	0
KMH 1958-68 [%]	0	0	0	10	0	0	0	0	5	0	0	0	0	0
KMH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	10	5	0	0	0	0	0	0	0
KMH 1979-83 [%]	0	0	0	0	0	65	5	0	0	0	0	0	0	0
KMH 1984-94 [%]	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0	0	0
KMH ab 1995 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH bis 1918 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	10	20	10	40	0	0
GMH 1918-48 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	10	10	10	0	0	0
GMH 1949-57 [%]	0	0	5	10	0	0	0	0	35	40	10	0	0	0
GMH 1958-68 [%]	0	0	0	0	0	0	70	0	20	15	10	0	0	0
GMH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	20	0	10	10	0	0	0	0
GMH 1979-83 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0
GMH 1984-94 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GMH ab 1995 [%]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HH 1958-68 [%]	0	0	0	0	0	0	0	25	0	0	0	0	0	0
HH 1969-78 [%]	0	0	0	0	0	0	0	75	0	0	0	0	0	0
Sonderbau Gewerbe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100
Sonderbau Verwaltung	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	100	0
Sonderbau Verkauf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	40	0	0	0

Tabelle B-18: Relative Häufigkeit zweier benachbarter Siedlungstypen (in einer mittelgroßen Stadt)

	ST 1	ST 2	ST 3a	ST 3b	ST 4	ST 5a	ST 5b	ST 6	ST 7a	ST 7b	ST 8	ST 9	ST 10a	ST 10b	ST 11a	ST 11b	ST 12
ST 1	0,0	0,7	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,1	0,2
ST 2	0,1	0,0	0,3	0,3	0,3	0,3	1,2	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,3	0,2
ST 3a	0,1	2,4	0,0	0,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1
ST 3b	0,1	2,4	0,0	0,0	0,2	0,3	2,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,7	0,1
ST 4	0,1	1,0	0,1	0,1	0,0	0,3	0,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,0	0,1	0,2
ST 5a	0,0	0,9	0,1	0,1	0,3	0,0	0,7	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,0	0,2	0,1
ST 5b	0,1	0,8	0,2	0,2	0,1	0,2	0,0	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5	0,2
ST 6	0,1	0,3	0,1	0,1	0,3	0,1	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,0	0,2	0,3
ST 7a	0,2	0,6	0,2	0,2	0,0	0,0	1,4	0,1	0,0	0,8	0,1	0,0	0,2	1,0	0,1	0,6	0,1
ST 7b	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	1,1	0,1	1,5	0,0	0,1	0,0	0,4	0,9	0,1	0,9	0,0
ST 8	0,0	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	1,0	0,0	0,8	0,5	0,0	0,5	1,3	0,5	0,5	2,0	0,0
ST 9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	1,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0
ST 10 a	0,0	0,2	0,0	0,0	0,1	0,0	0,7	0,1	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,4	0,2
ST 10b	0,1	0,5	0,0	0,0	0,1	0,1	0,6	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1
ST 11a	0,1	0,6	0,1	0,1	0,1	0,0	0,8	0,1	0,2	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,0	0,7	0,2
ST 11b	0,0	0,4	0,1	0,1	0,1	0,1	0,8	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,1	0,0	0,2
ST 12	0,0	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2	0,0

Tabelle B-19: Charakteristische Größen der Erdgasverteilung in den Siedlungstypen

Gewerbliche Sonderbauten Dienstleistungsbauten	ST 11b	100	250	0,03	50	300	4,1	3000	3,45	0,88	10,00	15,1
Öffentliche Sonderbauten (groß)	ST 10a	100	250	0,04	50	300	4,7	2900	2,37	0,88	10,00	15,7
Historische Altstadt	ST 9	100	250	0,03	50	300	5,9	2900	2,01	0,88	10,00	20,5
Citybebauung	ST 8	100	250	0,03	50	300	5,24	2900	1,69	0,88	10,00	17,2
Blockbebauung hoher Dichte	ST 7b	100	250	0,04	50	300	5,36	2900	1,78	0,88	10,00	18,4
Blockbebauung niedriger Dichte	ST 7a	100	250	0,05	50	300	6,06	2900	1,74	0,88	10,00	18,6
Zeilenbebauung mit großen Mehrfamilienhäuser oder Hochhäuser	ST 6	100	250	0,08	50	300	7,71	3000	5,42	0,88	10,00	18,5
Zeilenbebauung mit kleinen und großen Mehrfamilienhäuser	ST 5b	100	250	0,10	50	300	8,67	2900	4,22	0,88	10,00	21,7
Siedlung kleiner Mehrfamilienhäuser	ST 5a	100	250	0,24	50	300	13,12	2900	5,24	0,88	10,00	24,0
Reihenhäuser	ST 4	100	250	0,14	50	300	10,12	2900	8,01	0,88	10,00	32,1
Dorfkern	ST 3	100	250	0,18	50	300	11,22	2900	2,48	0,88	10,00	28,3
Einfamilienhäuser- u. Doppelhäuser-Siedlung	ST 2	100	250	0,24	50	300	12,93	2600	6,60	0,88	10,00	29,4
Lockere offene Bebauung (Streusiedlung)	ST 1	100	250	0,61	50	300	19,8	2600	17,84	0,88	10,00	37,6
Einheit	-	[mm]	[DM/m]	[DM/MWh]	mm	[DM/m]	[DM/MWh]	[DM]	[DM/MWh]	[DM/MWh]	[DM/MWh]	[DM/MWh]
Bezeichnung des Siedlungstyps	Kurzbezeichnung	Durchmesser Stahlleitungen Erdgas GV	Ø Kosten Stahlleitung GV pro m	Annuierte spezifische Investitionskosten GV	Durchmesser Stahlleitungen Erdgas FV	Ø Kosten Stahlleitung FV pro m	Annuierte spezifische Investitionskosten FV	Kosten pro Hausanschluß	Annuierte spez. Inv. Hausanschluß	Spezifische Betriebskosten Übergabe- und Netzregelstationen	Spez. Kosten Organisation und Verwaltung	Spezifische Verteilungskosten ges.

Anhang C: Berechnung der Pumpenleistungsleistung eines Versorgungsnetzes

Die Pumpenleistungsleistung P_A berechnet sich folgendermaßen:

$$P_A = \frac{G_{\max} \cdot H_{\max} \cdot 0,736}{270 \cdot \mu} \quad (\text{C-1})$$

mit

μ [-]	mittlere Gesamtwirkungsgrad
H_{\max} [m]	max. Förderhöhe
G_{\max} [m ³ /h]	max. Umwälzmenge

Die max. Umwälzmenge G_{\max} läßt sich weiter spezifizieren:

$$G_{\max} = \frac{Q_h}{\Delta T \cdot 1,163} \quad (\text{C-2})$$

mit

Q_h [MJ/s]	Wärmeleistungsbedarf
ΔT [K]	Temperaturerhöhung, $\Delta T = T_V - T_R$

Die max. Förderhöhe H_{\max} berechnet sich zu:

$$H_{\max} = h_r + H_{\dot{u}} + ND + \frac{v^2}{2g} \sum \xi \quad (\text{C-3})$$

mit

h_r [mWs]	Rohrreibungsverluste
$H_{\dot{u}}$ [mWs]	Druckverluste in Übergabestationen
ND [mWs]	Auslegungsdruck
$\sum \xi$ [mWs]	Verluste durch Armaturen
v [m/s]	Strömungsgeschwindigkeit
g [m/s ²]	Erdbeschleunigung

Die Rohrreibungsverluste h_r werden überschlägig berechnet:

$$h_r = L \cdot J_r \quad (\text{C-4})$$

mit

L [m]	Rohrleitungslänge
J_r [mWs/m]	Reibungsgefälle

Das Reibungsgefälle J_r kann wie folgt errechnet werden:

$$J_r = \frac{v^2}{R k^2} \quad (\text{C-5})$$

mit

v[m/s] Strömungsgeschwindigkeit

R[m] Hydraulischer Radius

 $k[\sqrt{m}/s]$ Wärmedurchgangszahl

Die darin enthaltene Wärmedurchgangszahl k ist:

$$k = \frac{100 \cdot \sqrt{R}}{m + \sqrt{R}} \quad (\text{C-6})$$

mit

m[m/s] Rauigkeitsbeiwert

und

$$R = \frac{d}{4} \text{ für Kreisquerschnitte} \quad (\text{C-7})$$

mit

d[m] Rohrdurchmesser

Für den Rohrdurchmesser gilt nach Gleichung 5-19:

$$d = \sqrt{\frac{4 \cdot Q_h}{\Delta T \cdot 1,163 \cdot v \cdot \pi \cdot 3,6}} = 0,551 \sqrt{\frac{Q_h}{\Delta T \cdot v}} \quad (\text{5-19'})$$

Setzt man die Gleichungen 5-19, C-5 bis C-7 in Gleichung C-4 ein, so erhält man für die Rohrreibungsverluste:

$$h_r = \frac{v \left(m + 0,371 \cdot \sqrt[4]{\frac{Q_h}{\Delta T \cdot v}} \right)}{5,51 \cdot \sqrt{\frac{Q_h}{\Delta T \cdot v}}} \cdot L \quad (\text{C-8})$$

Lebenslauf

Persönliche Daten:

Name: Markus Blesl
Geburtsdatum: 25.03.1968
Geburtsort: Sindelfingen
Familienstand: verheiratet
Anschrift: Schlittenbachweg 3, 75365 Calw-Stammheim

Schulbildung:

1972-1974 Grundschule Sindelfingen
1974-1987 Gymnasium In den Pfarrwiesen Sindelfingen (Abitur)

Wehrdienst:

1987-1988 Grundwehrdienst in Ingoldstadt

Studium:

Okt. 1988 - Sep. 1990 Physikstudium an der Universität Tübingen (Vordiplom)
Okt. 1990 - Jan. 1995 Physikstudium an der Universität Stuttgart (Diplom)

Praktische Tätigkeit:

1.02.1995 - heute Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart
seit 1.10.2000 Fachgruppenleiter der Gruppe „Energiesystem- und
Technikanalyse“

Forschungsberichte des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung

Bezugsadresse: Universität Stuttgart
 Institut für Energiewirtschaft
 und Rationelle Energieanwendung
 - Bibliothek -
 D-70550 Stuttgart

Tel.: 0711 / 7806161
Fax: 0711 / 7803953
E-Mail: bib@ier.uni-stuttgart.de

Bestellungen sind auch über Internet möglich:
<http://www.ier.uni-stuttgart.de>

- Band 92 M. Blesl
Räumlich hoch aufgelöste Modellierung leitungsgebundener Energieversorgungssysteme zur Deckung des Niedertemperaturwärmebedarfs
August 2002, 282 Seiten, 18 €
- Band 91 S. Briem, M. Blesl, M. A. dos Santos Bernardes, U. Fahl, W. Krewitt, M. Nill, S. Rath-Nagel, A. Voß
Grundlagen zur Beurteilung der Nachhaltigkeit von Energiesystemen in Baden-Württemberg
August 2002, 138 Seiten, 10 €
- Band 90 B. Frey, M. Neubauer
Energy Supply for Three Cities in Southern Africa
Juli 2002, 96 Seiten, 8 €
- Band 89 A. Heinz, R. Hartmann, G. Hitzler, G. Baumbach
Wissenschaftliche Begleitung der Betriebsphase der mit Rapsölmethylester befeuerten Energieversorgungsanlage des Deutschen Bundestages in Berlin
Juli 2002, 212 Seiten, 15 €
- Band 88 M. Sawillion
Aufbereitung der Energiebedarfsdaten und Einsatzanalysen zur Auslegung von Blockheizkraftwerken
Juli 2002, 136 Seiten, 10 €
- Band 87 T. Marheineke
Lebenszyklusanalyse fossiler, nuklearer und regenerativer Stromerzeugungstechniken
Juli 2002, 222 Seiten, 15 €

- Band 86 B. Leven, C. Hoeck, C. Schaefer, C. Weber, A. Voß
Innovationen und Energiebedarf - Analyse ausgewählter Technologien und Branchen mit dem Schwerpunkt Stromnachfrage
Juni 2002, 224 Seiten, 15 €
- Band 85 E. Laege
Entwicklung des Energiesektors im Spannungsfeld von Klimaschutz und Ökonomie - Eine modellgestützte Systemanalyse
Januar 2002, 254 Seiten, 15 €
- Band 84 S. Molt
Entwicklung eines Instrumentes zur Lösung großer energiesystem-analytischer Optimierungsprobleme durch Dekomposition und verteilte Berechnung
Oktober 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 83 D. Hartmann
Ganzheitliche Bilanzierung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien
September 2001, 228 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 82 G. Kühner
Ein kosteneffizientes Verfahren für die entscheidungsunterstützende Umweltanalyse von Betrieben
September 2001, 210 Seiten, 15 €
- Band 81 I. Ellersdorfer, H. Specht, U. Fahl, A. Voß
Wettbewerb und Energieversorgungsstrukturen der Zukunft
August 2001, 172 Seiten, 13 €
- Band 80 B. Leven, J. Neubarth, C. Weber
Ökonomische und ökologische Bewertung der elektrischen Wärmepumpe im Vergleich zu anderen Heizungssystemen
Mai 2001, 166 Seiten, 13 €
- Band 79 R. Krüger, U. Fahl, J. Bagemihl, D. Herrmann
Perspektiven von Wasserstoff als Kraftstoff im öffentlichen Straßenpersonenverkehr von Ballungsgebieten und von Baden-Württemberg
April 2001, 142 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 78 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Greenhouse Gas Emissions from Agriculture in Europe
Februar 2001, 248 Seiten, 15 €
- Band 77 W. Rüffler
Integrierte Ressourcenplanung für Baden-Württemberg
Januar 2001, 284 Seiten, 18 € (*z. Zt. vergriffen*)

- Band 76 S. Rivas
Ein agro-ökologisches regionalisiertes Modell zur Analyse des Brennholz-versorgungssystems in Entwicklungsländern
 Januar 2001, 200 Seiten, 15 € (z. Zt. vergriffen)
- Band 75 M. Härdtlein
Ansatz zur Operationalisierung ökologischer Aspekte von "Nachhaltigkeit" am Beispiel der Produktion und Nutzung von Triticale (×*Triticosecale* Wittmack)-Ganzpflanzen unter besonderer Berücksichtigung der luftgetragenen N-Freisetzungen
 September 2000, 168 Seiten, 13 €
- Band 74 T. Marheineke, W. Krewitt, J. Neubarth, R. Friedrich, A. Voß
Ganzheitliche Bilanzierung der Energie- und Stoffströme von Energieversorgungstechniken
 August 2000, 118 Seiten, 10 €
- Band 73 J. Sontow
Energiewirtschaftliche Analyse einer großtechnischen Windstromerzeugung
 Juli 2000, 242 Seiten, 15 €
- Band 72 H. Hermes
Analysen zur Umsetzung rationeller Energieanwendung in kleinen und mittleren Unternehmen des Kleinverbrauchersektors
 Juli 2000, 188 Seiten, 15 €
- Band 71 C. Schaefer, C. Weber, H. Voss-Uhlenbrock, A. Schuler, F. Oosterhuis, E. Nieuwlaar, R. Angioletti, E. Kjellsson, S. Leth-Petersen, M. Togeby, J. Munksgaard
Effective Policy Instruments for Energy Efficiency in Residential Space Heating - an International Empirical Analysis (EPISODE)
 Juni 2000, 146 Seiten, 13 €
- Band 70 U. Fahl, J. Baur, I. Ellersdorfer, D. Herrmann, C. Hoeck, U. Remme, H. Specht, T. Steidle, A. Stuible, A. Voß
Energieverbrauchsprognose für Bayern
 Mai 2000, 240 Seiten, 15 €
 Kurzfassung, 46 Seiten, 5 €
- Band 69 J. Baur
Verfahren zur Bestimmung optimaler Versorgungsstrukturen für die Elektrifizierung ländlicher Gebiete in Entwicklungsländern
 Mai 2000, 154 Seiten, 13 €
- Band 68 G. Weinrebe
Technische, ökologische und ökonomische Analyse von solarthermischen Turmkraftwerken
 April 2000, 212 Seiten, 15 €

- Band 67 C.-O. Wene, A. Voß, T. Fried (eds.)
Experience Curves for Policy Making - The Case of Energy Technologies
April 2000, 282 Seiten, 18 €
- Band 66 A. Schuler
Entwicklung eines Modells zur Analyse des Endenergieeinsatzes in Baden-Württemberg
März 2000, 236 Seiten, 15 €
- Band 65 A. Schäfer
Reduction of CO₂-Emissions in the Global Transportation Sector
März 2000, 290 Seiten, 18 €
- Band 64 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (eds.)
Biogenic Emissions of Greenhouse Gases Caused by Arable and Animal Agriculture - Processes, Inventories, Mitigation -
März 2000, 148 Seiten, 13 €
- Band 63 A. Heinz, R. Stülpnagel, M. Kaltschmitt, K. Scheffer, D. Jezierska
Feucht- und Trockengutlinien zur Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen. Vergleich anhand von Energie- und Emissionsbilanzen sowie anhand der Kosten
Dezember 1999, 308 Seiten, 20 €
- Band 62 U. Fahl, M. Blesl, D. Herrmann, C. Kemfert, U. Remme, H. Specht, A. Voß
Bedeutung der Kernenergie für die Energiewirtschaft in Baden-Württemberg - Auswirkungen eines Kernenergieausstiegs
November 1999, 146 Seiten, 13 €
- Band 61 A. Greßmann, M. Sawillion, W. Krewitt, R. Friedrich
Vergleich der externen Effekte von KWK-Anlagen mit Anlagen zur getrennten Erzeugung von Strom und Wärme
September 1999, 138 Seiten, 10 €
- Band 60 R. Lux
Auswirkungen fluktuierender Einspeisung auf die Stromerzeugung konventioneller Kraftwerkssysteme
September 1999, 162 Seiten, 13 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 59 M. Kayser
Energetische Nutzung hydrothormaler Erdwärmevorkommen in Deutschland - Eine energiewirtschaftliche Analyse -
Juli 1999, 184 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)

- Band 58 C. John
Emissionen von Luftverunreinigungen aus dem Straßenverkehr in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung - Untersuchung von Emissions-szenarien am Beispiel Baden-Württembergs
 Juni 1999, 214 Seiten, 15 €
- Band 57 T. Stelzer
Biokraftstoffe im Vergleich zu konventionellen Kraftstoffen - Lebensweg-analysen von Umweltwirkungen
 Mai 1999, 212 Seiten, 15 € (*z. Zt. vergriffen*)
- Band 56 R. Lux, J. Sontow, A. Voß
Systemtechnische Analyse der Auswirkungen einer windtechnischen Stromerzeugung auf den konventionellen Kraftwerkspark
 Mai 1999, 322 Seiten, 20 € (*z. Zt. vergriffen*)
 Kurzfassung, 48 Seiten, 5 €
- Band 55 B. Biffar
Messung und Synthese von Wärmelastgängen in der Energieanalyse
 Mai 1999, 236 Seiten, 15 €
- Band 54 E. Fleißner
Statistische Methoden der Energiebedarfsanalyse im Kleinverbraucher-sektor
 Januar 1999, 306 Seiten, 20 €
- Band 53 A. Freibauer, M. Kaltschmitt (Hrsg.)
Approaches to Greenhouse Gas Inventories of Biogenic Sources in Agriculture
 Januar 1999, 252 Seiten, 18 €
- Band 52 J. Haug, B. Gebhardt, C. Weber, M. van Wees, U. Fahl, J. Adnot, L. Cauret, A. Pierru, F. Lantz, J.-W. Bode, J. Vis, A. van Wijk, D. Staniaszek, Z. Zavody
Evaluation and Comparison of Utility's and Governmental DSM-Programmes for the Promotion of Condensing Boilers
 Oktober 1998, 156 Seiten, 13 €
- Band 51 M. Blesl, A. Schweiker, C. Schlenzig
Erweiterung der Analysemöglichkeiten von NetWork - Der Netzwerkeditor
 September 1998, 112 Seiten, 10 €
- Band 50 S. Becher
Biogene Festbrennstoffe als Substitut für fossile Brennstoffe - Energie- und Emissionsbilanzen
 Juli 1998, 200 Seiten, 15 €

- Band 49 P. Schaumann, M. Blesl, C. Böhringer, U. Fahl, R. Kühner, E. Läge, S. Molt, C. Schlenzig, A. Stuible, A. Voß
Einbindung des ECOLOG-Modells 'E³Net' und Integration neuer methodischer Ansätze in das IKARUS-Instrumentarium (ECOLOG II)
 Juli 1998, 110 Seiten, 10 €
- Band 48 G. Poltermann, S. Berret
ISO 14000ff und Öko-Audit - Methodik und Umsetzung
 März 1998, 184 Seiten, 15 €
- Band 47 C. Schlenzig
PlaNet: Ein entscheidungsunterstützendes System für die Energie- und Umweltplanung
 Januar 1998, 230 Seiten, 15 €
- Band 46 R. Friedrich, P. Bickel, W. Krewitt (Hrsg.)
External Costs of Transport
 April 1998, 144 Seiten, 13 €
- Band 45 H.-D. Hermes, E. Thöne, A. Voß, H. Desprez, G. Weimann, G. Kamelander, C. Ureta
Tools for the Dissemination and Realization of Rational Use of Energy in Small and Medium Enterprises
 Januar 1998, 352 Seiten, 20 €
- Band 44 C. Weber, A. Schuler, B. Gebhardt, H.-D. Hermes, U. Fahl, A. Voß
Grundlagenuntersuchungen zum Energiebedarf und seinen Bestimmungsfaktoren
 Dezember 1997, 186 Seiten, 15 €
- Band 43 J. Albiger
Integrierte Ressourcenplanung in der Energiewirtschaft mit Ansätzen aus der Kraftwerkseinsatzplanung
 November 1997, 168 Seiten, 13 €
- Band 42 P. Berner
Maßnahmen zur Minderung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen aus der Lackanwendung - Vergleich zwischen Abluftreinigung und primären Maßnahmen am Beispiel Baden-Württembergs
 November 1997, 238 Seiten, 15 €
- Band 41 J. Haug, M. Sawillion, U. Fahl, A. Voß, R. Werner, K. Weiß, J. Rösch, W. Wölfle
Analysis of Impediments to the Rational Use of Energy in the Public Sector and Implementation of Third Party Financing Strategies to improve Energy Efficiency
 August 1997, 122 Seiten, 10 €

- Band 40 U. Fahl, R. Krüger, E. Läge, W. Rüdfler, P. Schaumann, A. Voß
Kostenvergleich verschiedener CO₂-Minderungsmaßnahmen in der Bundesrepublik Deutschland
 August 1997, 156 Seiten, 13 €
- Band 39 M. Sawillion, B. Biffar, K. Hufendiek, R. Lux, E. Thöne
MOSAİK - Ein EDV-Instrument zur Energieberatung von Gewerbe und mittelständischer Industrie
 Juli 1997, 172 Seiten, 13 €
- Band 38 M. Kaltschmitt
Systemtechnische und energiewirtschaftliche Analyse der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland
 April 1997, 108 Seiten, 10 €
- Band 37 C. Böhringer, T. Rutherford, A. Pahlke, U. Fahl, A. Voß
Volkswirtschaftliche Effekte einer Umstrukturierung des deutschen Steuersystems unter besonderer Berücksichtigung von Umweltsteuern
 März 1997, 82 Seiten, 8 €
- Band 36 P. Schaumann
Klimaverträgliche Wege der Entwicklung der deutschen Strom- und Fernwärmeversorgung - Systemanalyse mit einem regionalisierten Energiemodell -
 Januar 1997, 282 Seiten, 18 €
- Band 35 R. Kühner
Ein verallgemeinertes Schema zur Bildung mathematischer Modelle energiewirtschaftlicher Systeme
 Dezember 1996, 262 Seiten, 18 €
- Band 34 U. Fahl, P. Schaumann
Energie und Klima als Optimierungsproblem am Beispiel Niedersachsen
 November 1996, 124 Seiten, 10 €
- Band 33 W. Krewitt
Quantifizierung und Vergleich der Gesundheitsrisiken verschiedener Stromerzeugungssysteme
 November 1996, 196 Seiten, 15 €
- Band 32 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, T. Schulze, U. Fahl, A. Voß, A. Perrels, W. van Arkel, W. Pellekaan, M. O'Connor, E. Schenk, G. Ryan
Consumers' Lifestyles and Pollutant Emissions
 September 1996, 118 Seiten, 10 €
- Band 31 W. Rüdfler, A. Schuler, U. Fahl, H.W. Balandynowicz, A. Voß
Szenariorechnungen für das Projekt Klimaverträgliche Energieversorgung in Baden-Württemberg
 Juli 1996, 140 Seiten, 13 €

- Band 30 C. Weber, B. Gebhardt, A. Schuler, U. Fahl, A. Voß
Energy Consumption and Air-Borne Emissions in a Consumer Perspective
September 1996, 264 Seiten, 18 €
- Band 29 M. Hanselmann
Entwicklung eines Programmsystems zur Optimierung der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen
August 1996, 138 Seiten, 13 €
- Band 28 G. Schmid
Die technisch-ökonomische Bewertung von Emissionsminderungsstrategien mit Hilfe von Energiemodellen
August 1996, 184 Seiten, 15 €
- Band 27 A. Obermeier, J. Seier, C. John, P. Berner, R. Friedrich
TRACT: Erstellung einer Emissionsdatenbasis für TRACT
August 1996, 172 Seiten, 13 €
- Band 26 T. Hellwig
OMNIUM - Ein Verfahren zur Optimierung der Abwärmenutzung in Industriebetrieben
Mai 1998, 118 Seiten, 10 €
- Band 25 R. Laing
CAREAIR - ein EDV-gestütztes Instrumentarium zur Untersuchung von Emissionsminderungsstrategien für Dritte-Welt-Länder dargestellt am Beispiel Nigerias
Februar 1996, 221 Seiten, 20 €
- Band 24 P. Mayerhofer, W. Krewitt, A. Trukenmüller, A. Greßmann, P. Bickel, R. Friedrich
Externe Kosten der Energieversorgung
März 1996, Kurzfassung, 40 Seiten, 3 €
- Band 23 M. Blesl, C. Schlenzig, T. Steidle, A. Voß
Entwicklung eines Energieinformationssystems
März 1996, 76 Seiten, 3 €
- Band 22 M. Kaltschmitt, A. Voß
Integration einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung in den konventionellen Kraftwerksverbund
Juni 1995, Kurzfassung, 51 Seiten, 3 €
- Band 21 U. Fahl, E. Läge, W. Ruffler, P. Schaumann, C. Böhringer, R. Krüger, A. Voß
Emissionsminderung von energiebedingten klimarelevanten Spurengasen in der Bundesrepublik Deutschland und in Baden-Württemberg
September 1995, 454 Seiten, 26 €
Kurzfassung, 48 Seiten, 3 €

- Band 20 M. Fishedick
Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen
Dezember 1995, 196 Seiten, 15 €
- Band 19 A. Obermeier
Ermittlung und Analyse von Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen in Baden-Württemberg
Mai 1995, 208 Seiten, 15 €
- Band 18 N. Kalume
Strukturmodule - Ein methodischer Ansatz zur Analyse von Energiesystemen in Entwicklungsländern
Dezember 1994, 113 Seiten, 10 €
- Band 17 Th. Müller
Ermittlung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus stationären Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg in hoher räumlicher und zeitlicher Auflösung
November 1994, 142 Seiten, 10 €
- Band 16 A. Wiese
Simulation und Analyse einer Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland
Juni 1994, 223 Seiten, 15 €
- Band 15 M. Sawillion, T. Hellwig, B. Biffar, R. Schelle, E. Thöne
Optimierung der Energieversorgung eines Industrieunternehmens unter Umweltschutz- und Wirtschaftlichkeitsaspekten - Wertanalyse-Projekt
Januar 1994, 154 Seiten, 13 €
- Band 14 M. Heymann, A. Trukenmüller, R. Friedrich
Development prospects for emission inventories and atmospheric transport and chemistry models
November 1993, 105 Seiten, 10 €
- Band 13 R. Friedrich
Ansatz zur Ermittlung optimaler Strategien zur Minderung von Luftschadstoffemissionen aus Energieumwandlungsprozessen
Juli 1992, 292 Seiten, 18 €

- Band 12 U. Fahl, M. Fishedick, M. Hanselmann, M. Kaltschmitt, A. Voß
Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Minderungspotentiale energiebedingter CO₂-Emissionen durch einen verstärkten Erdgaseinsatz in der Elektrizitätsversorgung Baden-Württembergs unter besonderer Berücksichtigung konkurrierender Nutzungsmöglichkeiten
 August 1992, 471 Seiten, 26 €
 Kurzfassung, 45 Seiten, 5 €
- Band 11 M. Kaltschmitt, A. Wiese
Potentiale und Kosten regenerativer Energieträger in Baden-Württemberg
 April 1992, 320 Seiten, 20 €
- Band 10 A. Reuter
Entwicklung und Anwendung eines mikrocomputergestützten Energieplanungsinstrumentariums für den Einsatz in Entwicklungsländern
 November 1991, 170 Seiten, 13 €
- Band 9 T. Kohler
Einsatzmöglichkeiten für Heizreaktoren im Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland
 Juli 1991, 162 Seiten, 13 €
- Band 8 M. Mattis
Kosten und Auswirkungen von Maßnahmen zur Minderung der SO₂- und NO_x-Emissionen aus Feuerungsanlagen in Baden-Württemberg
 Juni 1991, 188 Seiten, 13 €
- Band 7 M. Kaltschmitt
Möglichkeiten und Grenzen einer Stromerzeugung aus Windkraft und Solarstrahlung am Beispiel Baden-Württembergs
 Dezember 1990, 178 Seiten, 13 €
- Band 6 G. Schmid, A. Voß, H.W. Balandynowicz, J. Cofala, Z. Parczewski
Air Pollution Control Strategies - A Comparative Analysis for Poland and the Federal Republic of Germany
 Juli 1990, 92 Seiten, 8 €
- Band 5 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Neckar-Alb
 Juli 1990, 484 Seiten, 28 €
- Band 4 Th. Müller, B. Boysen, U. Fahl, R. Friedrich, M. Kaltschmitt, R. Laing, A. Voß, J. Giesecke, K. Jorde, C. Voigt
Regionale Energie- und Umweltanalyse für die Region Hochrhein-Bodensee
 Juni 1990, 498 Seiten, 28 €

- Band 3 D. Kluck
Einsatzoptimierung von Kraftwerkssystemen mit Kraft-Wärme-Kopplung
Mai 1990, 155 Seiten, 10 €
- Band 2 M. Fleischhauer, R. Friedrich, S. Häring, A. Haugg, J. Müller, A. Reuter,
A. Voß, H.-G. Wyrstcil
**Grundlagen zur Abschätzung und Bewertung der von Kohlekraftwerken
ausgehenden Umweltbelastungen in Entwicklungsländern**
Mai 1990, 316 Seiten, 20 €
- Band 1 U. Fahl
**KDS - Ein System zur Entscheidungsunterstützung in Energiewirtschaft
und Energiepolitik**
März 1990, 265 Seiten, 18 €

