

**Forschungsprogramm
Energiewirtschaftliche Grundlagen**

Zukunft der Nah- und Fernwärme in der Schweiz

ausgearbeitet durch

econcept AG

im Auftrag des

Bundesamtes für Energie

Juni 1999

Impressum

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie

Auftragnehmer:

econcept AG, Lavaterstrasse 66, 8002 Zürich

Autoren:

Reto Dettli

Mathias Müller

Walter Ott

Für den Inhalt der Studie sind allein die Auftragnehmer verantwortlich.

Vertrieb: - Bundesamt für Bauten und Logistik, 3003 Bern

Begleitgruppe

Die Arbeiten wurden von einer Arbeitsgruppe fachlich begleitet. Wir möchten den Mitgliedern der Arbeitsgruppe für ihre Kritik und Anregungen herzlich danken.

Dr. R. Meier	Energiewirtschaftliche Grundlagen (Vorsitz)
F. Bhend	Wasser- und Energiewirtschaftsamt Kanton Bern
L. Buchecker	Fachstelle für Energiefragen Kanton Luzern
R. Humm	Energiefachstelle Kanton Aargau
H.R. Kunz	Amt für Abfall, Wasser, Energie und Luft Kanton Zürich
K. Mischler	Energie-Treuhand Bern
R. Puhm	Amt für Industrielle Betriebe Kanton Baselland, Verband Schweizer Fernwärmeerzeuger und -verteiler
C. Rutschmann	Schweizerische Vereinigung für Holzenergie
H.U. Schärer	Bundesamt für Energie

Inhalt

Zusammenfassung.....	i
Résumé	xiii
1. Einleitung und Ziel der Arbeiten	1
2. Bedeutung und Potential von Wärmenetzen in der Schweiz	3
2.1 Definition und Abgrenzung des Begriffs "Nah- und Fernwärmenetze"	3
2.2 Bedeutung und Potential	4
2.2.1 Stand heute	4
2.2.2 Zukünftiges Potential.....	7
3. Situationsanalyse realisierter Wärmenetze	13
3.1 Übersicht der untersuchten Fallbeispiele.....	13
3.1.1 Vorgehen	13
3.1.2 Uebersicht der analysierten Wärmenetze.....	14
3.1.3 Bemerkungen zur Uebersicht.....	22
3.1.4 Erste Analyse der Übersicht.....	26
3.2 Vertiefte Abklärungen ausgewählter NFN.....	31
3.3 Vergleich von Planungs- und effektiven Betriebsdaten bei Holzfeuerungen	32
3.4 Untersuchungen zu den betriebswirtschaftlichen Schwierigkeiten von NFN.....	34
3.5 Schlussfolgerungen aufgrund der untersuchten Anlagen.....	36
4. Förderung der Wärmenetze	41
4.1 Strategie, Fördermodelle und Mitteleinsatz.....	41
4.1.1 Strategie und Organisation	41
4.1.2 Fördermodelle und eingesetzte Mittel	43

4.2	Umfang und Wirkung bei den untersuchten Fallbeispielen	45
4.3	Schlussfolgerungen	49
5.	Volkswirtschaftliche Bedeutung von Nah – und Fernwärmenetzen....	51
5.1	Berücksichtigte volkswirtschaftliche Effekte	51
5.1.1	Arbeitsplätze	52
5.1.2	Innovationsfähigkeit	57
5.1.3	Versorgungssicherheit	57
5.1.4	Externe Effekte	58
5.2	Systemvergleiche als Beispiele	59
5.3	Förderungswürdigkeit von NFN	63
6.	Zukunftsfähigkeit der Netze	65
6.1	Entwicklung der Rahmenbedingungen	65
6.1.1	Energiepreise	65
6.1.2	Angebotsseite	67
6.1.3	Nachfrageseitig	75
6.2	Auswirkungen auf die Wärmenetze	81
6.2.1	Exemplarische Beispiele	81
6.3	Alternativen zu heutigen Wärmenetzen	91
6.3.1	Kalte Fernwärme	91
6.3.2	Einsparstrategie versus Fernwärmenetze	96
6.3.3	Kostengünstigere Wärmeverteilungssysteme	100
7.	Synthese: Situation und Alternativen zu NFN	103
8.	Kennwerte und Beurteilung von NFN	111
8.1	Kennwerte	111
8.2	Beurteilung von NFN Vorhaben	115

9. Empfehlungen	119
9.1 Grundsätze und Strategie.....	119
9.2 Massnahmen zur Umsetzung dieser Strategie	121
9.2.1 Direkte Förderung: Objektförderung	121
9.2.2 Indirekte Förderung: flankierende Massnahmen	123
Glossar und Abkürzungen.....	127
Literatur und Quellen	131
 Anhang	 135
Grundlagen Beschäftigungseffekte.....	137
Wärmebedarf und Siedlungskennndaten.....	139
Preise Anlagenteile.....	141
Wärmetauscher KVA.....	141
Wärmepumpen.....	141
Tiefbau und Rohrleitungen	142
Wärmeübergabestationen	144
Vertiefte Abklärungen ausgewählter NFN.....	145
Wärmeverbund Wipkingen, Zürich	146
Wärmenutzung aus der ARA Muri	154
Wärmeversorgung Stuckimatte, Steffisburg.....	161
Wärmeauskopplung aus der ARA Thun und Versorgung eines Sportzentrums	168
Wärmeverbund Salwiese, Arbon	174

Zusammenfassung

Ziele

Die vorliegende Arbeit soll den zukünftigen Stellenwert von kollektiven Systemen untersuchen. Gemäss Pflichtenheft werden folgende Zielsetzungen angestrebt:

- Abklären der Hemmnisse der Ausbreitung von Nah- und Fernwärmenetzen (NFN)
- Prüfen der Zweckmässigkeit und Wirkungen von Fördermassnahmen
- Aufzeigen der Auswirkungen auf die Bereiche Ökologie und Volkswirtschaft
- Schaffen von Grundlagen für die NFN – Politik von Bund und Kantonen, insbesondere für Kantone mit der Möglichkeit für Anschlussverpflichtungen

Die Arbeit konzentriert sich schwergewichtig auf Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärme in mittleren Anlagen bis ca. 3 MW Leistung.

Situationsanalyse und Evaluation bestehender Anlagen

Die Situationsanalyse beruht gesamthaft auf rund 15 untersuchten Anlagen, die ein relativ weites Spektrum abdecken und deshalb nicht alle miteinander vergleichbar sind. Wir können die untersuchte Anlage wie folgt einteilen:

- | | |
|--|-------------|
| - Warme Wärmeverteilung ab ARA: | 2 Beispiele |
| - Kalte Wärmeverteilung ab ARA: | 2 Beispiele |
| - WP monovalent ab Grundwasser: | 1 Beispiel |
| - BHKW mit WP | 3 Beispiele |
| - Schnitzelfeuerungen mit Wärmeverbund | 4 Beispiele |
| - Industrie- bzw. KVA Abwärme | 2 Beispiele |
| - Kleine Geothermieanlage | 1 Beispiel |

Damit die Daten der einzelnen Anlagen miteinander vergleichbar sind, haben wir die wichtigsten Kennziffern aus den Gesuchsunterlagen mit einheitlichen Annahmen und Randbedingungen neu ermittelt.

Viele kollektive Systeme sind heute mit betriebswirtschaftlichen Schwierigkeiten konfrontiert. Obwohl die Menge der ausgewerteten Anlagen für statistische Aussagen zu gering ist, weisen die vorliegenden Resultate darauf hin, dass die Anlagen mit Abwärme-/Umweltwärmenutzung nicht mit den gleichen Schwierigkeiten wie die, teilweise anderweitig, untersuchten Holzenergie-Wärmeverbunde zu kämpfen haben. Zur Planungsqualität, Zukunftsfähigkeit und aktuellen Problemstellungen der untersuchten Anlagen halten wir folgende Aussagen fest:

- Die Unterschiede von Planwerten und den entsprechenden Werten der realisierten Anlagen bezüglich Kosten und Wärmeabsatz sind bei Abwärme-/Umweltwärmeprojekten geringer als bei Holzfeuerungen. Meist werden sie von

- erfahrenen Ingenieurunternehmen oder professionelleren Auftraggebern (z.B. Contractor) erstellt.
- Der Zeitbedarf für den Ausbau kollektiver Systeme wird unterschätzt, insbesondere der Zeitraum bis zum Anschluss weiterer Bezüger. Für den zukünftig erreichbaren Anschlussgrad wurden teilweise illusorische Werte prognostiziert, Anschlussverpflichtungen wurden und werden kaum ausgesprochen.
 - Die Zukunftsfähigkeit der Netze muss unterschiedlich beurteilt werden. Finanziell gefährdet sind vor allem diejenigen NFN die aufgrund der Siedlungsstruktur des Versorgungsgebietes den Rückgang des Wärmeabsatzes seiner absatzbestimmenden Grossbezüger nicht durch Neuanschlüsse weiterer Bezüger kompensieren können. NFN die aus einer Stichleitung bestehen und von einem einzigen Wärmebezüger abhängen, sind zukünftig ebenfalls stärker gefährdet.
 - Für den Erfolg ausschlaggebend ist die Berücksichtigung der zeitlichen Konstellationen von Netzaufbau, Ersatz bestehender Feuerungsanlagen, Überbauung von Neubaugebieten etc. in der Planungsphase.
 - Die Finanzierung der kollektiven Systeme bereitet Schwierigkeiten, die Förderbeiträge helfen und sind bei Kreditvorlagen an den Souverän ein sehr wichtiges Argument.

Förderung kollektiver Systeme

Die Förderung von Wärmenetzen erfolgt meist über die Subvention von Gesamtsystemen, sei dies eine Abwärmenutzung oder eine WKK-WP System. Eine Ausnahme bildet die Förderung der Holzenergieanlagen, welche auf sehr transparente Art und Weise Pauschalbeiträge pro übertragene Wärmemenge gewährt.

Der Bund setzt jährlich für die Förderung der Abwärmenutzung ca. 5,5 Mio Fr./a ein. Für die Förderung von Holzenergieprojekten wurden im Zeitraum 1992 bis März 1998 rund 22,5 Mio Fr. ausbezahlt, was etwa 3,75 Mio Fr./a entspricht. Die Kantone stellen ebenfalls Fördermittel zur Verfügung. Die Förderbeiträge variieren pro Projekt stark, umgerechnet auf die genutzte Einheit Umweltwärme oder Abwärme wurden Investitionsbeiträge zwischen 6 Fr. und 150 Fr. pro MWh gewährt. Das Gros der Bundesbeiträge liegt bei 10-30 Fr./MWh. Bezüglich der Förderung von kollektiven Systemen können wir zusammengefasst folgende Aussagen festhalten:

- Die finanziellen Förderbeiträge verbessern die betriebswirtschaftliche Rechnung bedeutend.
- Sie sind meist eine Voraussetzung oder zumindest eine bedeutende Erleichterung für die Bewilligung von kommunalen Krediten in Volksabstimmungen.
- Die Auslösewirkung der finanziellen Förderbeiträge ist relativ schwierig abzuschätzen. Allfällige Mitnahmeeffekte konnten in den Interviews nicht nachgewiesen werden.

Die finanzielle Förderung führt aber heute weder zu besonders kostengünstigen Wärmeverteilsystemen noch zu einer vernünftigeren finanziellen Optimierung des Gesamtprojektes. Sie hat heute keinen Einfluss auf die Systemwahl des NFN (direkt, indirekt). Es ist durchaus möglich, dass die finanziellen Beiträge bei der Förderung von Holzschnitzelfeuerungen das eine oder andere Netz zu ausgedehnt werden liess. Hier besteht Handlungsbedarf.

Das auf den nicht amortisierbaren Mehrkosten einer Gesuchsvariante und einer (fossilen) Standardlösung beruhende Fördermodell des BFE ist verbesserungsfähig. Statt bei der (fossilen) Standardlösung die WärmeGESTEHUNGSKOSTEN im Detail aus Investitionen, Betriebs- und Unterhaltskosten zu ermitteln, sollte in den Gesuchen jeweils von pauschalen WärmeGESTEHUNGSKOSTEN im Bereich von 80-120 Fr./MWh (je nach Grösse des zu versorgenden Objekts) ausgegangen werden. Neben der Vereinfachung kann damit der heute bestehenden Tendenz der Beitragsoptimierung durch die Gesuchsteller entgegengewirkt werden. Die Basisvarianten im Gesuchsverfahren werden nämlich bezüglich Kosten eher unterschätzt und die Gesuchsvarianten eher überschätzt.

Volkswirtschaftliche Effekte

Als relevante volkswirtschaftliche Effekte haben wir die Auswirkungen auf die Arbeitsplätze, auf die Innovationsfähigkeit der Wirtschaft, auf die Versorgungssicherheit der Wärmebezüger sowie auf die Umwelt und die externen Kosten berücksichtigt.

NFN und insbesondere die damit verbundenen Energienutzungstechnologien haben meist positive volkswirtschaftliche Effekte gegenüber einer vergleichbaren fossilen Feuerung, wie das Beispiel in Tabelle 1 zeigt.

Die Abwärmenutzung von standortgebundener hochwertiger Abwärme ist arbeitsplatzwirksam, relativ kostengünstig und verursacht deutlich geringere externe Kosten. Allerdings sind die Potentiale und günstigen räumlichen Voraussetzungen auf der Nachfrageseite beschränkt. Bei allen anderen Energienutzungstechnologien ist eine differenziertere Betrachtung nötig.

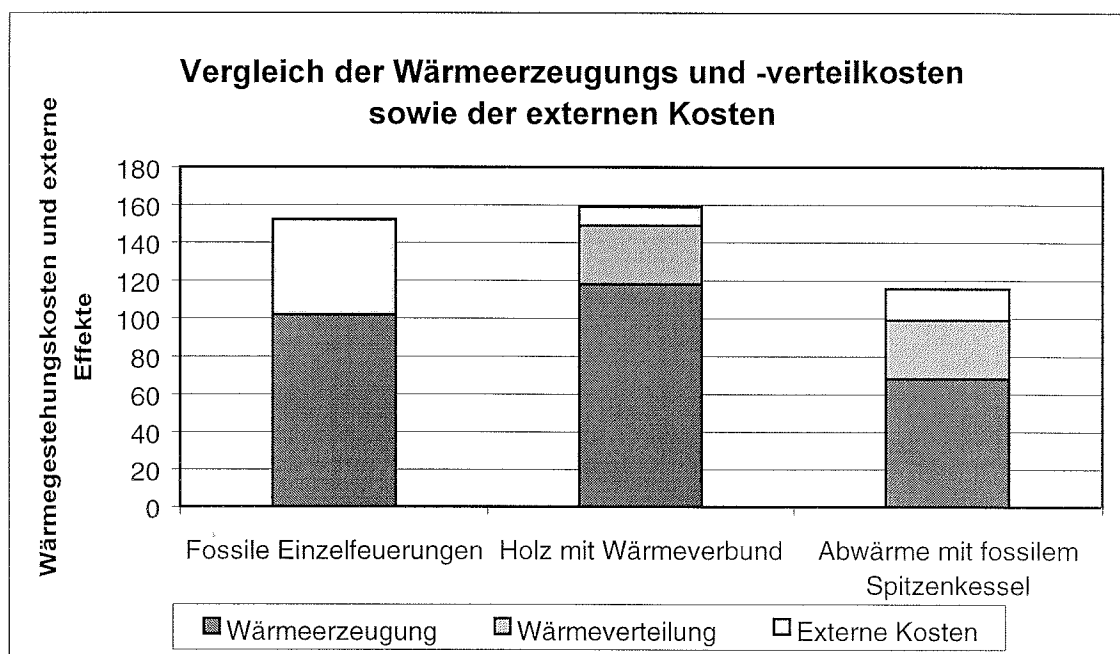
Vergleich von Wärmeerzeugungsanlagen bezogen auf 1000 MWh/a Wärme Zeitraum: 30 Jahre	Öl-/Gas- feuerungen à 50 kW	Holzschnit- zelfeuerung à 500 kW	Abwärme- nutzung à 1 MW
Berücksichtigte Anzahl	12 Anlagen	1,2 Anlagen	0,6 Anlagen
Investitionen	1300 kFr.	1770 kFr.	1430 kFr.
Gesamtkosten für Betrieb und Unterhalt (exkl. Externe)	2860 kFr.	3950 kFr.	2610 kFr.
Externe Kosten	850 kFr.	200 kFr.	250 kFr.
Summe volkswirtsch. Kosten (gerundet, inkl. externe Kosten)	3700 kFr.	4200 kFr.	2860 kFr.
Gesamteffekt Beschäftigung	21 JAP	38 JAP	34 JAP

JAP: Jahresarbeitsplätze

Abwärmenutzung mit fossilem Spitzenkessel (Anteil 1/3 an gesamter Wärmemenge)

Bemerkung: Zu Preisen von heute, Rechnung mit Realzinsen von 2%. Der Mittelentzug aus der allgemeinen Wirtschaft wird berücksichtigt, bei der Abwärmenutzung ist dieser Entzug negativ, d.h. die geringeren Kosten für die Wärmeversorgung generieren Arbeitsplätze in der übrigen Wirtschaft.

Tabelle 1: Volkswirtschaftliche Effekte von Wärmeerzeugungsanlagen mit und ohne NFN über 30 Jahre. Mehr- oder Minderausgaben gegenüber der Öl-/Gasfeuerung sind in der übrigen Wirtschaft beschäftigungswirksam.



Preise beruhen auf Fallbeispiel gemäss Tabelle 1, sie illustrieren typische Grössenordnungen.

Figur 1: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten: Wärmeerzeugungskosten, Wärmeverteilungskosten sowie externe Kosten typischer Energiesysteme mit und ohne Wärmenetz. Systeme mit Wärmenetz sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht generell besser.

Der Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten obiger Energiesysteme zeigt, dass

- die externen Kosten fossiler Feuerungen meist grösser sind als die Wärmeverteilungskosten und
- die volkswirtschaftlichen Kosten von Systemen mit Wärmenetzen nicht generell günstiger sind als von fossilen Feuerungen ohne Wärmenetz.

Die Energiesysteme mit Wärmenetz führen nicht generell zu günstigeren volkswirtschaftlichen Kosten. Bei Energiesystemen mit Wärmenetz und gesamten Wärmegestellungskosten von deutlich über 150 Fr./MWh ist deshalb die Förderungswürdigkeit zu überprüfen, es besteht die Gefahr einer suboptimalen Allokation der Mittel. Investitionen in Energiesysteme mit Wärmenetz sind jedoch in hohem Masse beschäftigungswirksam. Die Förderungswürdigkeit ist vor allem in strukturschwachen Gebieten aus beschäftigungspolitischen Gründen gegeben, sofern die Wärmegestellungskosten (ohne Förderbeiträge) nicht erheblich über 150 Fr./MWh liegen.

Synthese und Ausblick

Der durch laufende Sanierungen abnehmende Wärmebedarf der an NFN angeschlossenen Bauten hat negative finanzielle Auswirkungen auf sämtliche bestehenden Wärmenetze. Bei den typisch ländlichen Netzen äussern sich diese Auswirkungen besonders dramatisch, da dort meist keine Chance besteht, durch Neuanschlüsse die zukünftige Abnahme des Wärmebedarfes zu kompensieren.

Wo liegen die zukünftigen Potentiale, was ist der Nutzen von NFN?

Die grossen Potentiale für NFN liegen weniger bei den standortgebundenen Abwärmern (ca. 5% des Wärmebedarfes der CH abdeckbar), sondern bei der Nutzung von Anlagen mit einer minimal nötigen Anlagengrösse wie z.B. Energieholzfeuerungen, BHKW/WP, Nutzung Umgebungswärme etc. (bis ca. 50% des Wärmebedarfes CH). Kollektive Systeme werden zukünftig also vor allem gebaut um Skaleneffekte bei der Wärmeerzeugung zu nutzen. Dazu eignen sich auch die zahlreichen bestehenden Wärmenetze mit fossiler Feuerung, ihr Potential ist mit über 5% des Gebäudebestandes der Schweiz bedeutend.

Wie verändern sich zukünftig die Rahmenbedingungen, welche NFN sind dadurch besonders gefährdet?

Der sinkende Wärmebedarf durch Gebäudesanierungen wird neben den Energiepreisen und den technologischen Entwicklungen (siehe unten) die Rahmenbedingungen für NFN in den nächsten 20 Jahren verändern. Durch den sinkenden Wärmeabsatz

steigen die spezifischen Wärmeverteilungskosten zum Teil deutlich an. Wiederum sind besonders die typischen Holzenergie-Netze betroffen. Der Anschluss zusätzlicher Bauten mittlerer Grösse kann die Reduktion des Wärmeabsatzes in derartigen Netzen, vorwiegend aus Grossbauten (Altersheim, Schule etc.) bestehend, nicht kompensieren. Es ist mit einer Steigerung der Wärmeverteilungskosten um bis zu 25% zu rechnen. Die städtischen Grossnetze hingegen können die Wärmebedarfsreduktion durch eine Erhöhung der Anschlussdichte kompensieren, falls die Akquisition zusätzlicher Wärmebezügler gelingt. Die entsprechenden Absatzpotentiale sind im Gegensatz zu den typischen Holzenergie-Netzen vorhanden. Optimal geplante Quartierwärmeversorgungen mit wenigen grossen Objekten haben heute sehr tiefe Wärmeverteilungskosten. Auch eine Reduktion des Wärmeabsatzes um 30% hat wenig dramatische finanzielle Konsequenzen auf die Wärmeverteilungskosten und die Rentabilität des Gesamtsystems.

Gibt es zukünftige Technologien die NFN obsolet machen oder neue Impulse verleihen?

Bei der Abwärmenutzung werden NFN auch zukünftig noch benötigt. Bei der Nutzung von Skaleneffekten werden automatische, kleine Holzfeuerungen neue Anwendungsssegmente erschliessen, ebenso sind heute Wärmepumpen mit Erdsonden bei Neubaugebieten finanziell bereits sehr attraktiv, dieser Trend wird noch verstärkt.

Brennstoffzellen werden in der Grössenordnung von 10 Jahren eine Ergänzung der heutigen BHKW werden und vermehrt in NFN als Wärmeerzeuger eingesetzt werden.

Es ist jedoch keine Technologie mit Ausnahme der Erdsondenwärmepumpen in Sicht, die NFN völlig obsolet macht. Die Nutzung von Skaleneffekten wird bei Holzschnitzelfeuerungen und der Nutzung von Umgebungswärme (z.B. Grundwasserwärmepumpen) weiterhin attraktiv bleiben.

Grundsatzentscheid: Sind NFN überhaupt förderungswürdig?

NFN werden bei der Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien auch zukünftig eine bedeutende Rolle spielen. Nicht alle derartigen Vorhaben verfügen über volkswirtschaftliche Vorteile. Liegen die gesamten Wärmegestehungskosten nicht erheblich über 150 Fr./MWh ist die Förderung mindestens aus beschäftigungspolitischer Sicht gegeben. Im Sinne einer Innovationsförderung erachten wir die Förderung von **kostengünstigeren** Wärmenetzen als vordringlich. Bei Ölpreisen von unter 30 Fr./MWh wird der Handlungsspielraum von NFN mit Wärmeverteilungskosten von 40-50 Fr./MWh sehr eng. Die Wärmeverteilungskosten sind deshalb auf <20 Fr./MWh zu drücken.

Braucht es ein Sanierungsprogramm für bestehende NFN?

Ein Sanierungsprogramm für bestehende Netze, beispielsweise ein Förderprogramm um die Anschlussdichte zu erhöhen, kann die aktuellen und zukünftigen Schwierigkeiten bei etlichen Netzen verkleinern.

Kommt die kalte Fernwärme?

Die kalte Fernwärme führte im von uns untersuchten Beispiel zu tieferen Wärmegestellungskosten, diese liegen im Bereich von einigen Prozent und damit innerhalb der Unsicherheiten von Kostenschätzungen. Eine fallweise Beurteilung ist also jeweils nötig, die kalte Fernwärme wird zukünftig vermehrt zur Anwendung gelangen, die (finanziellen) Vorteile sind in bereits überbauten Gebieten nicht sehr bedeutend.

Die Vorteile der kalten Fernwärme liegen bei den geringen Vorinvestitionen für die Netzinfrastruktur bei Neuerschliessungen von Bauzonen, wenn die kalte Verteilung gleichzeitig wie die übrigen Erschliessungsinfrastrukturen (Wasser, Abwasser, etc.) erfolgt. Die mit den Investitionen verbundenen Risiken sind gegenüber einer warmen Verteilung deutlich geringer, die Investitionen können auf mehrere Akteure verteilt werden (Netzbetreiber erstellt Netz, Bauherr erstellt WP). Als weitere Möglichkeit können beispielsweise Elektrizitätswerke die Vorinvestitionen für das Netz übernehmen und gleichzeitig eine Contracting-Lösung für den Betrieb der dezentralen Wärmepumpen anbieten. Sind die gesetzlichen Grundlagen für eine Anschlussverpflichtung für kollektive Systeme vorhanden, lassen sich diese auch bei kalter Fernwärme durchsetzen. Eine frühzeitige räumliche Koordination der Vorhaben mittels Energieplanung ist eine Voraussetzung für die kostengünstige Realisierung kalter Fernwärme.

MINERGIE oder NFN?

In Neubaugebieten mit MINERGIE-Bauten ist der Wärmebedarf zu gering um ein NFN wirtschaftlich zu betreiben. Bei der Erschliessung des Gebietes stellt sich deshalb die Frage ob eine MINERGIE-Strategie anstelle einer Lösung mit NFN (z.B. Abwärmenutzung) verfolgt werden soll. Die Jahreskosten für die Wärmeversorgung eines MINERGIE-Baus sind gleich oder leicht teurer als ein vergleichbarer konventioneller Bau mit NFN - Anschluss (Annahme Wärmepreis im Netz = 120 Fr./MWh). Die zusätzlichen Nutzen und Komfortelemente von MINERGIE sind in diesem Kostenvergleich nicht berücksichtigt. Die MINERGIE-Strategie ist zukunftsweisender und unter Berücksichtigung von externen Effekten der Energieerzeugung für ein neu zu überbauendes Gebiet deshalb zu bevorzugen. Das Durchsetzen einer MINERGIE-Strategie in einem Neubaugebiet ist aber schwierig, es fehlen entsprechende grundeigentümerverbindliche Instrumente.

Erhebliche Kostensenkungspotentiale

Beim Erstellen von NFN bestehen erhebliche Kostensenkungspotentiale, insbesondere durch

- die Wahl eines direkten Systems (im Gegensatz zu indirekten Systemen)
- durch eine geschickte Wahl der Verlegung der Rohre (eher in Vorgärten als in der Strasse)
- Vermehrten Einsatz von Flexrohren
- Vereinfachte Wärmezählung
- Anordnung der Rohre übereinander statt nebeneinander

Die Einsparpotentiale betragen bis zu 50% der durchschnittlichen Kosten heute bestehender Netze, Wärmeverteilungen mit spezifischen Verteilkosten von ca. 20 Fr./MWh sind realistisch. Insbesondere das kostengünstige Direktsystem wird heute, abgesehen von wenigen Ausnahmen, nicht angewendet.

NFN werden immer noch überdimensioniert und in Absatzgebieten mit zu geringem Wärmebedarf erstellt

Die Planungsqualität und damit verbunden die heutige und zukünftige Wirtschaftlichkeit von NFN ist unterschiedlich je nach eingesetzten Energien. Grössere Systeme (2-4 MW) mit BHKW oder Abwärmenutzungen werden tendenziell professioneller geplant und betrieben und haben zukünftig mit geringen Schwierigkeiten zu kämpfen. Die Wärmenetze in ländlichen Regionen, vorwiegend mit Energieholzfeuerung, werden immer noch in Gebieten mit zu geringem Wärmeabsatz erstellt, der Wärmeabsatz wird generell überschätzt und beim zukünftigen Anschlussgrad werden teilweise schlicht illusorische Werte prognostiziert.

Stellenwert der räumlichen Koordination von Wärmeversorgung und Siedlungsentwicklung (z.B. Energierichtplanung)

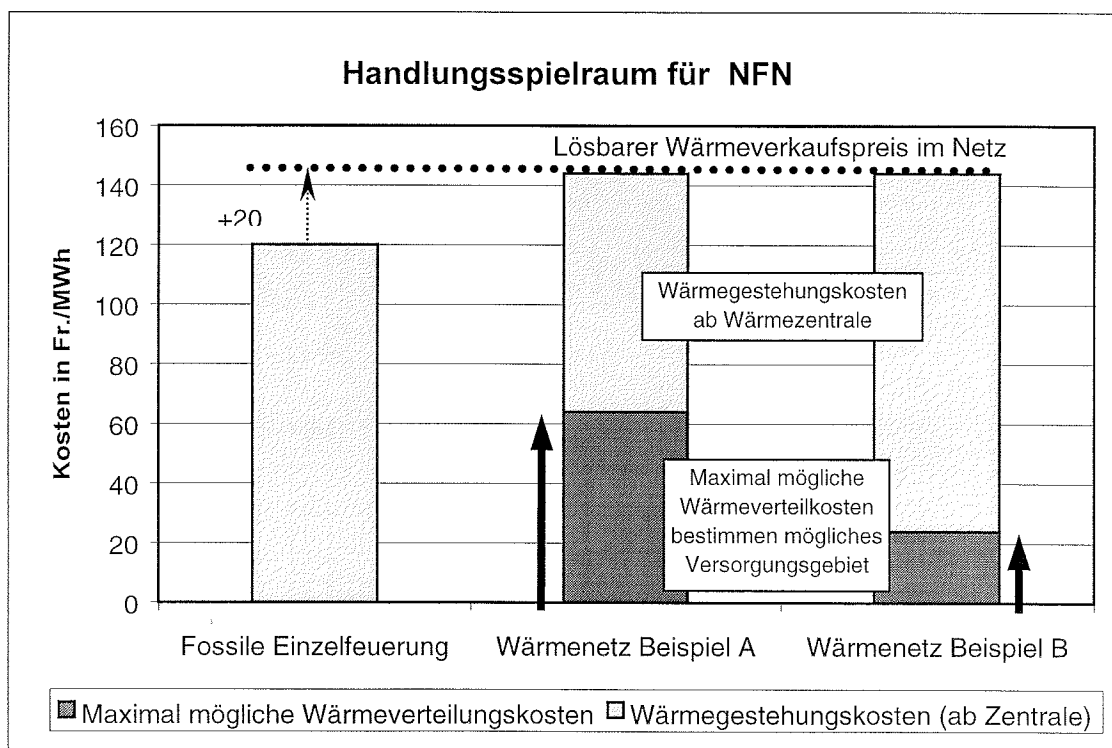
Diejenigen Kantone die kantonale, regionale oder kommunale Energie(richt)planungen realisiert haben, können zahlreiche Erfolge mit Projekten zur Nutzung standortgebundener Abwärmen vorweisen. Die räumliche Koordination von Wärmeversorgung und Siedlungsentwicklung im Rahmen einer Energieplanung bzw. Energierichtplanung erleichtert die Nutzung von standortgebundenen Abwärmen und Umweltwärmen erheblich. Sie bildet die Basis für Gebietsausscheidungen, Quartierplanverfahren, Landumlegeverfahren, Regelung der Durchleitungsrechte etc.

Das Beispiel des Wärmeverbundes Salwiese in Arbon zeigt, dass Gemeinden mit einer eigenen Energierichtplanung ihre Wärmenetze sehr gut zu etappieren wissen. Obwohl die Überbauungsgeschwindigkeit deutlich langsamer verlief als im Projekt vorgesehen, bestehen kaum unnötige bzw. nicht genutzte Vorinvestitionen (Ausnahme Platzreserve

in Wärmezentrale). Auch die Nutzung von kalter Fernwärme lässt sich nur basierend auf einer Energieplanung sinnvoll realisieren.

Beurteilung von zukünftigen NFN-Vorhaben

Die Unterteilung in geeignete und ungeeignete Versorgungsgebiete für NFN kann nicht aufgrund von raumplanerischen Kennziffern alleine (beispielsweise Ausnützungsziffer) vorgenommen werden. Entscheidend für die Beurteilung der Vorhaben sind die längerfristigen finanziellen Perspektiven des Gesamtsystems. Beispielsweise kann ein Gebiet für eine direkte Abwärmenutzung (Gestehungskosten in der Zentrale z.B. 80 Fr./MWh, Beispiel A) geeignet sein, wohingegen eine Abwärmenutzung mit Wärmepumpe (Gestehungskosten in der Zentrale z.B. 120 Fr./MWh, Beispiel B) aus finanziellen Gründen nicht mehr möglich ist. Nachfolgende Figur erläutert den Handlungsspielraum.



Figur 2: Maximal mögliche Wärmeverteilungskosten als netzbestimmender Faktor ausgehend vom lösbaren Wärmeverkaufspreis im Netz.

Ausgehend von den maximal möglichen Wärmeverteilungskosten lassen sich die minimale nötige Anschlussleistung pro Trasseemeter Wärmenetz oder die minimale Ausnützungsziffer von Baugebieten ermitteln. Nachfolgend einige typische Beispiele:

Maximale Wärmever- teilkosten Fr./MWh	Minimale spezifische An- schlussleistung		Bebauungsziffer (Grundlage für Ausnützungsziffer)		
	unüberbaut kW/Tm	überbaut kW/Tm	Neubauten	Bestehende Bauten saniert	Bestehende Bauten unsaniert
20	1,9	2,4	1,1	1,2	0,8
30	1,25	1,6	0,7	0,75	0,5
40	0,95	1,2	0,5	0,55	0,4
50	0,75	1,0	0,4	0,45	0,3

Bebauungsziffer = Ausnützungsziffer x Ausbaugrad x Anschlussgrad an NFN, wobei der Ausbaugrad das Verhältnis von realisierter BGF zu maximal möglicher BGF darstellt.

Annahmen: Trasseekosten für unüberbaute Gebiete bei 900 Fr./Tm, überbaute Gebiete 1200 Fr./Tm.

Typische NFN liegen heute bei etwa 40 Fr./MWh Wärmeverteilungskosten

Weitere Details im Kapitel 8

Tabelle 2: Kennziffern für NFN ausgehend von zulässigen Wärmeverteilungskosten. Die Bebauungsziffer berücksichtigt Ausnützungsziffer, Ausbaugrad und der zu erwartende Anschlussgrad eines zu versorgenden Baugebietes.

Bei möglichen Wärmeverteilungskosten von 40 Fr./MWh ist ein Leistungsbedarf von mindestens 0,95 kW/Tm (Leitung in grüner Wiese) oder 1,2 kW/Tm (Leitung in überbautem Gebiet) nötig. Will man aus dieser Grösse die minimal erforderliche Ausnützungsziffer ermitteln, ist die Bebauungsziffer (Produkt aus Ausnützungsziffer, Ausbaugrad¹ und Anschlussgrad) die massgebende Grösse. Nehmen wir ein Neubaugebiet mit Anschlussverpflichtung (Anschlussgrad = 100%) und einem Ausbaugrad von 80%, dann ist eine minimale Ausnützungsziffer von über 0,6 nötig ($0,5/100\%/80\%$). Bei bestehenden Bauten unter der Annahme eines Anschlussgrades von 50% (jedes 2. Gebäude) und einem Ausbaugrad von 80% ist unter Berücksichtigung der zukünftigen Gebäudesanierungen eine minimale Ausnützungsziffer von knapp 1,4 nötig ($0,55/50\%/80\%$).

¹ Ausbaugrad: Verhältnis von effektiv realisierter BGF zu maximal möglicher BGF;
Anschlussgrad: Anteil der an das NFN anschliessenden Bezüger.

Empfehlungen für eine NFN-Strategie in der Schweiz

NFN sollen weiterhin sowohl für die Nutzung standortgebundener Abwärmen wie für erneuerbare Energien bzw. besonders rationelle Energieanwendungen erstellt und betrieben werden. Das Nutzungspotential der betreffenden Energien in der Schweiz ist bedeutend. Es gilt jedoch zu vermeiden, dass die oft mit viel persönlichem Engagement und Optimismus realisierten Anlagen zukünftig in Schwierigkeiten schlittern oder Fördergelder suboptimal eingesetzt werden.

Neue NFN sollen sich deshalb auf die erfolgversprechendsten Gebiete und Objekte konzentrieren. Dies betrifft Neubauvorhaben und NFN in bereits überbauten Gebieten. Wir empfehlen folgende Strategie zu verfolgen:

- Nur kostengünstige Systeme forcieren
- Kleinere Systeme erstellen, diese lassen sich einfacher etappieren
- Nachfrageorientierung
Bessere Ausrichtung nach günstigen Voraussetzungen auf der Nachfrageseite
- Finanzielle Förderung:
Bei Nutzung von standortgebundenen Abwärmen sollten weiterhin Förderbeiträge an das Netz gewährt werden. Bei nichtstandortgebundenen Anlagen sollten nur noch Beiträge an die Energiezentrale gewährt werden.
- Qualitätssicherung und –entwicklung bei Planung und Erstellung von Netzen.

In Zukunft sollen nur Gebiete mit hoher baulicher Dichte, grössere Einzelobjekte und bestehende gemischte Gebiete mit NFN versorgt werden. Neubaugebiete sind aufgrund der niedrigen Vorlauftemperaturen bei der Heizung besser für Wärmepumpenanwendungen (beispielsweise Nutzung Umweltwärme oder Abwärme aus ARA) als bestehende Überbauungen geeignet. Durch eine konsequente Anwendung der angegebenen Kennziffern und Kriterien sollten sich zukünftige finanzielle Abenteuer vermeiden lassen.

Mit folgenden Massnahmen kann obige Strategie umgesetzt werden:

Direkte Förderung: Objektförderung

Die Finanzhilfen für erneuerbare Energien, Umweltwärmen und Abwärmen sind weiterhin nötig. Die heutige Förderstrategie ist grundsätzlich richtig, wir empfehlen jedoch folgende Präzisierungen:

1. Nutzung standortgebundener Abwärme: Finanzielle Förderbeiträge an Wärmezentrale und Netz

2. Holzfeuerungen, WKK/WP, Grosswärmepumpen etc.: Finanzielle Förderbeiträge nach Möglichkeit nur noch an Wärmezentrale (Netz ist Teil einer Gesamtkostenoptimierung). Werden Förderbeiträge an Netzinfrastrukturen gewährt, ist eine qualitätssichernde Begleitung durch Dritte vorzuschreiben.
3. Bemessungsgrundlage für die direkte Förderung sind weiterhin die relativen Differenzkosten zu einer konventionellen (fossilen) Feuerung. Das Verfahren ist aber besonders bei der Beurteilung der konventionellen Standardlösung anzupassen.
4. Das Verfahren ist mit einer qualitativen Beurteilung zu ergänzen. NFN-Projekte sind durch unabhängige Dritte zu beurteilen und allenfalls zu optimieren.

Indirekte Förderung: flankierende Massnahmen

Neben der direkten Objektförderung sind auch flankierende Massnahmen nötig:

1. Qualitätssichernde Unterstützung und Begleitung bei der Erstellung von NFN. Darunter gehören u.a. eine frühzeitige konzeptionelle Überprüfung des Vorhabens, eine genaue Auswahl der zu versorgenden Objekte und Gebiete sowie das Sicherstellen einer betriebswirtschaftlichen Optimierung des Netzes und seiner Etappierung.
2. Energierichtplanungen und deren Umsetzungsinstrumente bis zur Erschliessungsplanung
3. Vermehrt bestehende mit fossiler Energie betriebene Netze für Holzfeuerungen BHKW, WKK etc, (also nicht standortgebundene Energien) nutzen. Entwicklung von Contracting – Angeboten und offensives Marketing in Zusammenarbeit von Kantonen und privaten oder öffentlichen Contractoren.
4. Innovationsförderung für Direktsysteme
5. Qualitätsentwicklung, Erhöhen der Planungsqualität durch Aus- und Weiterbildung

Résumé

Buts

La présente étude est consacrée à l'avenir des systèmes collectifs de chauffage. Le cahier des charges avait fixé les buts suivants:

- Cerner les obstacles à la multiplication des chauffages à distance (CAD)
- Examiner l'opportunité des mesures d'encouragement et leurs conséquences
- En décrire les retombées économiques et écologiques
- Définir une politique du CAD pour la Confédération et pour les cantons, en particulier pour ceux d'entre eux qui envisagent d'introduire l'obligation de raccordement

L'enquête s'est concentrée sur les équipements alimentés aux énergies renouvelables et par la récupération de chaleur, d'une puissance ne dépassant pas 3 MW.

Situation, équipements existants

On a analysé la situation d'après une quinzaine d'équipements, qui couvrent un assez large spectre et ne sont par conséquent pas toujours comparables entre eux. Nous pouvons les regrouper ainsi:

- | | |
|--|------------|
| - Distribution de chaleur haute température d'une STEP | 2 exemples |
| - Distribution de chaleur basse température d'une STEP | 2 exemples |
| - PAC monovalente sur eau souterraine | 1 exemple |
| - CETE avec PAC | 3 exemples |
| - Chauffage au bois déchiqueté | 4 exemples |
| - Récupération de chaleur industrielle ou d'une UIOM | 2 exemples |
| - Petite installation géothermique | 1 exemple |

Afin de pouvoir comparer entre elles les caractéristiques de ces équipements, nous avons recalculé les principales données des dossiers de requête à partir d'hypothèses et de contraintes semblables.

Nombre de CAD sont confrontés aujourd'hui à des problèmes de rentabilité. Même si la présente étude n'autorise nullement des conclusions statistiques, ses résultats indiquent que les équipements tablant sur la récupération de chaleur et la chaleur ambiante n'ont pas les mêmes difficultés que ceux qui sont alimentés au bois (étudiés parfois dans d'autres enquêtes). Les observations suivantes concernent la qualité de conception, la durabilité et les problèmes actuels des équipements étudiés:

- Pour ce qui est des coûts et des ventes de chaleur, la différence entre valeurs de conception et chiffres réels sont moins grandes pour les projets avec récupération de chaleur et chaleur ambiante qu'avec les chauffages au bois. Lesdits projets

émanent en général de bureaux d'ingénieurs expérimentés ou de mandants professionnels (p.ex. des contracteurs).

- On sous-estime généralement le temps nécessaire à l'extension d'un système, notamment les délais requis pour le raccordement de nouveaux preneurs de chaleur. Les prévisions concernant le taux de raccordement sont parfois trop optimistes, les engagements fermes à ce sujet étant rares.
- Les chances de survie des réseaux sont inégales. Les difficultés financières attendent surtout les équipements pour lesquels le recul de la demande des gros consommateurs ne pourra pas être compensé par de nouveaux preneurs, faute d'une urbanisation appropriée. Le danger guette aussi les systèmes constitués d'une seule antenne, qui alimente un unique client.
- Le succès dépend largement de la façon dont on aura su, au moment de la conception, tenir compte de différents calendriers: constitution du réseau, renouvellement des chauffages en place, urbanisation de zones en friche, etc.
- Lorsque le financement du CAD soulève des difficultés, les contributions d'encouragement méritent leur dénomination et jouent un rôle important au moment où un projet est soumis au verdict du souverain.

Encouragement du chauffage à distance

L'aide au chauffage à distance passe généralement par les subventions à des systèmes avec récupération de chaleur ou avec CCF-PAC. Les équipements alimentés au bois se distinguent par la transparence du soutien; ils bénéficient d'un forfait par kWh de chaleur fournie.

La Confédération consacre chaque année quelque 5,5 millions de francs à la récupération de chaleur. Par ailleurs, de 1992 à mars 1998, elle a versé 22,5 millions pour l'encouragement de l'énergie du bois, soit quelque 3,75 millions par année. Les cantons font un effort également. Les contributions varient fortement d'un projet à l'autre, puisque rapportées à la quantité de chaleur ambiante ou récupérée exploitée, elles représentent entre 6 et 150 fr./MWh. L'essentiel des contributions fédérales se situe entre 10 et 30 fr./MWh. Les observations suivantes s'appliquent à l'encouragement des systèmes de CAD:

- Les contributions financières améliorent substantiellement le compte d'exploitation.
- Elles représentent en général une condition préalable ou du moins un atout pour l'octroi de crédits communaux en votation populaire.
- Il est difficile d'évaluer dans quelle mesure ces contributions sont indispensables. Les entretiens n'ont révélé aucun cas d'effet d'aubaine.

Mais l'encouragement financier ne produit aujourd'hui ni des systèmes particulièrement bon marché de distribution de chaleur, ni une optimisation financière plus poussée des projets dans leur ensemble. Il n'influence pas le choix du système (direct ou indirect). Il

pourrait avoir entraîné ici et là la construction de réseaux trop extensifs. Il faut y remédier.

Le modèle de l'OFEN, qui s'appuie sur les surcoûts non amortissables d'une solution proposée et sur une solution standard (aux énergies fossiles), peut être amélioré. Au lieu de déterminer le détail des coûts de production de la chaleur avec cette seconde solution en considérant les investissements, les coûts d'exploitation et la maintenance, on devrait admettre un coût forfaitaire se situant entre 80 et 120 fr./MWh (selon le volume du bâtiment à desservir). Ce sera plus simple et atténuera la tendance des requérants à optimiser les contributions. Il est en effet courant que l'on sous-estime les coûts de la solution de base, tandis que les solutions de remplacement sont fréquemment surestimées.

Effets économiques

Au titre des effets économiques globaux, nous avons pris en compte les effets sur l'emploi, sur la capacité d'innovation de l'industrie, sur la sécurité d'approvisionnement des preneurs de chaleur et sur l'environnement, ainsi que les coûts externes.

Par rapport à un chauffage comparable alimenté aux énergies fossiles, le CAD et plus encore les techniques d'utilisation d'énergie qui y sont liées exercent des effets généralement positifs pour l'économie globale, comme l'indique l'exemple du tableau 1.

La récupération de rejets de chaleur de haute valeur est créatrice d'emplois; elle est relativement peu chère et elle engendre des coûts externes nettement plus faibles. Mais le potentiel en est modeste et l'emplacement des demandeurs souvent peu favorable. Toutes les autres techniques énergétiques requièrent un jugement plus différencié.

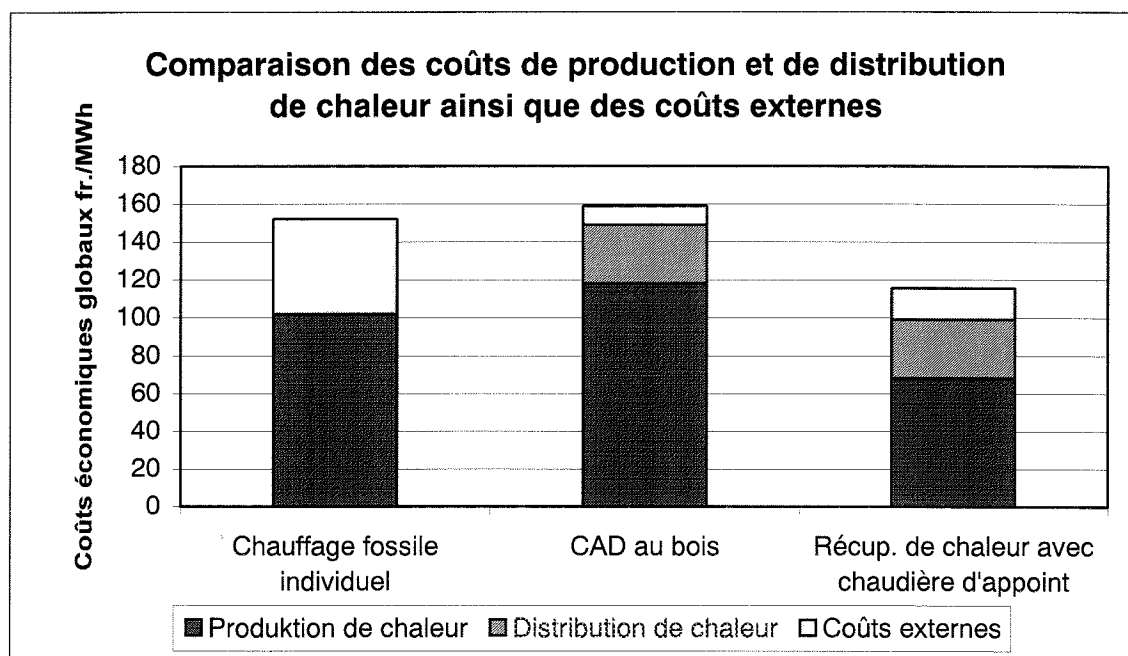
Comparaison d'installations de chauffage rapportées à 1000 MWh/a de chaleur Durée: 30 ans	Chauffage gaz/mazout à 50 kW	Chauffage bois déchiqu. à 500 kW	Récupération de chaleur à 1 MW
Nombre d'installations étudiées	12 installations	1,2 installations	0,6 installations
Investissements	1300 kFr.	1770 kFr.	1430 kFr.
Coûts totaux exploit. + entretien (sans coûts externe)	2860 kFr.	3950 kFr.	2610 kFr.
Coûts externes	850 kFr.	200 kFr.	250 kFr.
Total coûts économiques globaux (arrondis y c. coûts externes)	3700 kFr.	4200 kFr.	2860 kFr.
Effet global sur l'emploi	21 EA	38 EA	34 EA

EA: emplois-années

Récupération de chaleur avec chaudière d'appoint (mazout, fournissant 1/3 de la chaleur)

Remarque: prix actuels, calculs impliquant des taux réels de 2 %. Il est tenu compte des ressources retirées à l'industrie, privation "négative" dans le cas de la récupération de chaleur: les économies faites sur la production de chaleur engendrent des emplois dans l'industrie.

Tableau 3: Effets économiques globaux d'installations de chauffage avec et sans réseau de distribution, sur 30 années. Les dépenses en plus ou en moins par rapport au chauffage classique engendrent des emplois.



Les prix s'appuient sur l'exemple du Tableau 3; ils illustrent des cas typiques.

Figure 3: Comparaison des coûts économiques globaux: production et distribution de chaleur, coûts externes de systèmes typiques, avec et sans réseau de distribution. Dans l'optique de l'économie globale, le réseau de chauffage n'améliore pas forcément le système.

La comparaison montre que

- les coûts externes du chauffage aux agents fossiles sont généralement plus élevés que les coûts de distribution de la chaleur;
- les coûts économiques globaux des systèmes avec réseau de chauffage ne sont pas forcément moins élevés que ceux des chauffages fossiles sans réseau.

Le réseau de chauffage ne réduit pas toujours les coûts économiques globaux. En présence d'un projet de réseau de chauffage où les coûts totaux de production dépassent nettement les 150 fr./MWh, il faut donc bien vérifier si un encouragement se justifie, faute de quoi on risque de gaspiller les ressources disponibles. Toutefois, l'investissement dans un tel réseau est fortement générateur d'emplois. Il faut donc l'encourager surtout dans des régions sous-dotées en infrastructures, à condition que les coûts de production de chaleur (sans les contributions d'encouragement) ne dépassent pas trop les 150 fr./MWh.

Synthèse, perspectives d'avenir

La diminution des besoins de chaleur due à la rénovation des bâtiments influence défavorablement les résultats financiers de tous les réseaux de chauffage en place. L'évolution est dramatique pour les installations rurales, qui n'ont guère de chance de compenser le recul en obtenant l'adhésion de nouveaux clients.

Où sont les potentiels à exploiter, quelle est l'utilité du CAD?

Les principaux potentiels du CAD se trouvent moins dans la récupération de chaleur (de quoi couvrir 5 % des besoins du pays), où la source est fixe, que dans la mise en oeuvre d'installations de faible dimension, chauffages au bois, CETE/PAC, chaleur ambiante, etc. (jusqu'à près de 50 % des besoins de la Suisse). Ainsi les futurs réseaux seront mis en place surtout pour obtenir des effets d'échelle dans la production de chaleur. Le même avantage caractérise les nombreux réseaux alimentés aux agents fossiles, dont le potentiel représente plus de 5 % du parc immobilier du pays.

Dans quel sens les conditions générales vont-elles évoluer, quels CAD sont les plus menacés?

Au cours des 20 prochaines années, les conditions générales se caractériseront par le recul des besoins de chaleur dû à l'assainissement des constructions, l'évolution des prix de l'énergie et les progrès techniques (voir plus bas). La diminution des besoins peut hausser sensiblement le prix spécifique de la distribution de chaleur. Les réseaux

alimentés au bois sont là encore les plus touchés. En effet, le raccordement de nouveaux bâtiments de moyenne dimension ne suffit pas à compenser la baisse de la demande de chaleur, généralement destinée à de grands bâtiments (maisons de retraite, écoles, etc.). Le renchérissement de la distribution peut atteindre 25 %. En revanche, les réseaux urbains peuvent accroître la densité des raccordements, s'ils parviennent à convaincre de nouveaux clients. Ils disposent d'un potentiel d'élargissement du marché, contrairement à ce qui se passe pour les réseaux alimentés au bois. Un chauffage de quartier conçu de façon optimale, qui dessert un petit nombre de grands bâtiments, a des coûts de distribution très bas. Même si la demande recule de 30 %, il n'en résultera pas des conséquences dramatiques pour la rentabilité.

Des techniques nouvelles vont-elles rendre le CAD obsolète ou au contraire lui valoir une nouvelle jeunesse?

La récupération de chaleur aura besoin du CAD encore à l'avenir. En profitant des effets d'échelle, les petits chauffages au bois automatiques investiront de nouveaux créneaux, de même qu'aujourd'hui, les installations avec pompe à chaleur et sonde terrestre sont très intéressantes financièrement dans les zones récemment urbanisées. Cette tendance se renforcera encore.

D'ici une dizaine d'années, les piles à combustible complèteront les CETE actuelles et trouveront place plus fréquemment comme source de chaleur d'un CAD.

Abstraction faite de la sonde terrestre avec PAC, il n'existe pas aujourd'hui de perspective pour une technique qui rendrait le CAD obsolète. Les effets d'échelle continueront de rendre intéressants le chauffage au bois déchiqueté et l'exploitation de la chaleur ambiante (p.ex. PAC à l'eau souterraine).

Jugement de principe: un réseau de chauffage mérite-t-il d'être soutenu?

Le CAD continuera de jouer un rôle majeur dans l'exploitation des rejets de chaleur et des agents renouvelables. Mais tous les projets n'offrent pas des avantages économiques. Il est tout de même permis d'affirmer que si les coûts de production de la chaleur ne dépassent pas largement 150 fr./MWh, un encouragement se justifie au moins dans l'optique de l'emploi. S'il faut encourager l'innovation, nous recommandons que la priorité soit donnée aux réseaux de chauffage **moins onéreux**. Lorsque les prix du pétrole tombent en-dessous de 30 fr./MWh, la liberté stratégique du CAD, dont la distribution coûte 40-50 fr./MWh, est très étroite. Il faut donc ramener les coûts de distribution en-dessous de 20 fr./MWh.

Faut-il assainir les CAD actuels?

Un programme d'assainissement, visant par exemple à subventionner les raccordements pour en accroître la densité, peut réduire les difficultés actuelles et futures de certaines réseaux.

Le chauffage à distance basse température est-il la solution d'avenir?

Dans l'exemple que nous avons étudié, le chauffage basse température entraîne des coûts de production de chaleur moins élevés de quelques pour cent, c'est-à-dire que ces économies ne dépassent pas la marge d'incertitude de l'évaluation des coûts. Il faut donc étudier chaque cas, mais le chauffage basse température sera adopté plus souvent à l'avenir, même si ses avantages (financiers) ne sont pas très importants dans une zone déjà construite.

Le chauffage basse température implique, pour la mise en place du réseau lors de l'urbanisation d'une zone, des investissements préalables relativement peu importants, à condition que les travaux se fassent parallèlement à ceux des autres infrastructures (eau, égouts, etc.). Les risques inhérents à l'investissement sont nettement moins grands que pour un système "chaud", et la charge peut être répartie entre plusieurs acteurs (l'exploitant construit le réseau, le maître de l'ouvrage prend à son compte la pompe à chaleur). On peut aussi convenir par exemple que la centrale d'électricité assume les investissements préalables pour le réseau et offre un plan de contracting pour l'exploitation des pompes à chaleur individuelles. Si le raccordement aux systèmes d'approvisionnement collectif est prescrit par la législation, on peut l'imposer également pour un CAD basse température. La planification énergétique a un rôle important à jouer: en coordonnant les réalisations, on en réduira le prix.

MINERGIE ou CAD?

Une zone nouvellement urbanisée avec des bâtiments MINERGIE ne permet pas d'exploiter avantageusement un chauffage à distance, le besoin de chaleur étant trop faible. Avant de construire, on doit donc se demander s'il faut adopter la stratégie MINERGIE au lieu du CAD (p.ex. par récupération de chaleur). Les coûts annuels de chauffage d'un bâtiment MINERGIE représentent 100 – 150 % des coûts de chauffage d'un bâtiment conventionnel semblable raccordé au CAD (hypothèse de prix de la chaleur du CAD: 120 fr./MWh). La comparaison néglige les avantages et agréments supplémentaires offerts par MINERGIE. Ce système est plus porteur, compte tenu des

effets externes de la production d'énergie, il faut le préférer dans le cas d'une zone à urbaniser. Mais il est difficile à imposer en l'occurrence, faute d'instruments qui lieraient les propriétaires fonciers.

Importants potentiels de réduction des coûts

Il existe d'importants potentiels de réduction des coûts d'établissement du CAD, en particulier par les moyens ci-après:

- choix d'un système direct (et non indirect)
- choix du tracé (conduites posées p.ex. dans les jardins plutôt que sous les routes)
- préférence donnée au tuyaux souples
- simplification du comptage de chaleur
- disposition des conduites, superposées et non juxtaposées.

Les potentiels d'économies pouvant représenter jusqu'à 50 % des coûts moyens des systèmes actuels, il est réaliste de tabler sur des coûts spécifiques de distribution de 20 fr./MWh. Le système direct notamment, si avantageux, n'est que rarement adopté.

Les équipements de CAD continuent d'être surdimensionnés et implantés dans des régions où la demande est insuffisante

La qualité de conception des CAD et avec elle, le rendement actuel et futur de ces équipements varient selon les énergies utilisées. De manière générale, les systèmes de grande dimension (2-4 MW) avec CETE ou récupération de chaleur bénéficient d'une approche plus professionnelle dans la conception et l'exploitation; ils ont peu de difficultés à craindre à l'avenir. Par contre, dans les régions rurales, des réseaux alimentés le plus souvent au bois sont parfois mis en place sur la base d'une demande surestimée et de prévisions carrément illusoires quant au taux de raccordement.

Importance de la coordination chauffage-urbanisation (p.ex. plan-directeur de l'énergie)

Les cantons ayant mis au point des plans (directeurs) de l'énergie, que ceux-ci soient cantonaux, régionaux ou communaux, font état de nombre de réussites dans l'exploitation de la chaleur ambiante ou d'une source fixe de rejets de chaleur. Ces succès sont grandement facilités par l'activité planificatrice, amorce de coordination. C'est elle qui donne le coup d'envoi à la délimitation des zones, aux plans de quartier, aux procédures de remembrement, à la formulation des droits de passage, etc.

Le cas du réseau Wärmeverbund Salwiese (Arbon, TG) montre comment une commune ayant son propre plan directeur de l'énergie peut mettre en place progressivement ses réseaux de chauffage. Alors même que l'urbanisation a été nettement moins rapide que prévu dans le projet, on y chercherait en vain des investissements superflus ou inutilisés (exception faite de l'espace de réserve dans la centrale de chauffe). De même, la réalisation du CAD basse température n'est vraiment concevable que sur la base d'une planification énergétique.

Appréciation de futurs projets de CAD

Pour savoir si une région se prête au chauffage à distance, il ne suffit pas d'en connaître les caractéristiques d'aménagement (p.ex. le coefficient d'utilisation). Les perspectives financières à longue échéance sont déterminantes. Ainsi une région peut convenir à l'aménagement du CAD direct (coûts de production à la centrale p.ex. 80 fr./MWh, exemple A), alors que la récupération de chaleur avec pompe à chaleur (coûts de production à la centrale p.ex. 120 fr./MWh, exemple B) n'entre pas en ligne de compte, parce que trop chère. La figure ci-après illustre la marge de manœuvre.

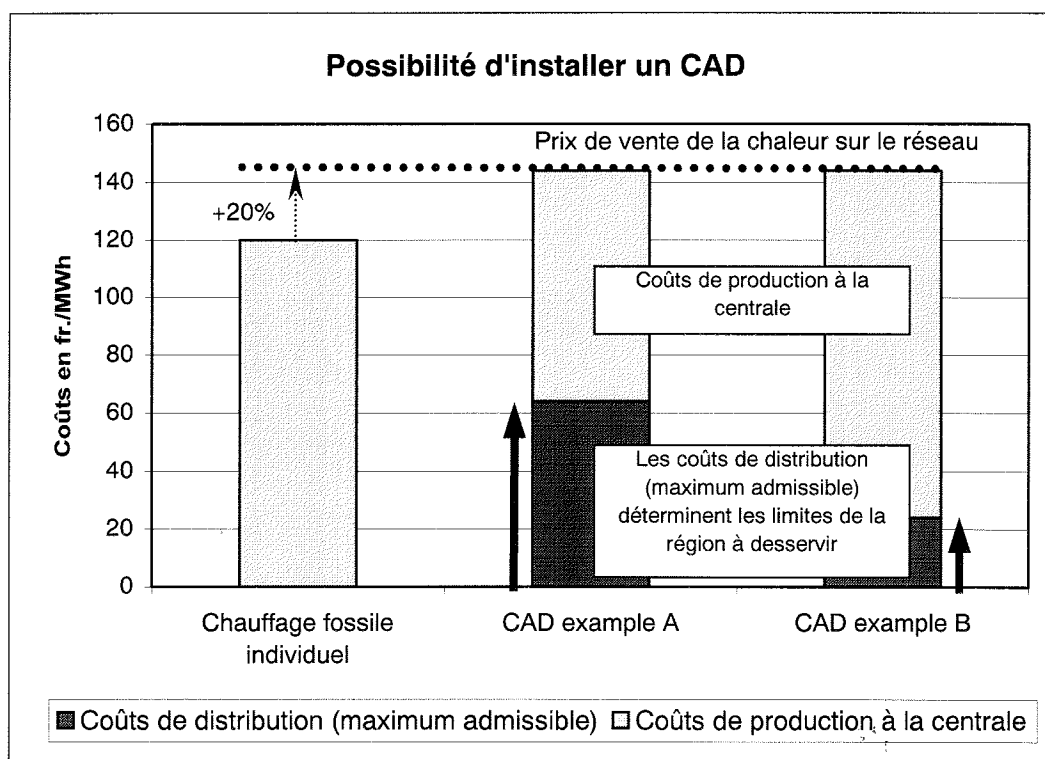


Figure 4: Etant donné le prix de vente qui peut être obtenu sur le réseau, les coûts de distribution (maximum admissible) déterminent l'extension du réseau

A partir des coûts de distribution (maximum admissible), on peut déterminer la puissance de raccordement minimale requise par mètre de réseau ou le coefficient d'utilisation minimal dans les zones construites. En voici quelques exemples typiques:

Coûts max. de distribution de chaleur fr./MWh	Puissance spécifique de raccordement minimale		Indice de construction (pour calculer le coefficient d'utilisation)		
	non construit kW/Tm	construit kW/Tm	Bâtiments neufs	Bâtiments existants assainis	Bâtiments existants non assainis
20	1,9	2,4	1,1	1,2	0,8
30	1,25	1,6	0,7	0,75	0,5
40	0,95	1,2	0,5	0,55	0,4
50	0,75	1,0	0,4	0,45	0,3

Indice de construction = coeff. d'utilisation x degré de saturation x taux de raccordement au CAD,

Hypothèses: coûts approx. de construction, zones non construites 900 fr./mt, zones construites 1200 fr./mt

Un CAD typique a aujourd'hui des coûts de distribution de chaleur d'environ 40 fr./MWh.

Autres précisions au chapitre 8

Tableau 4: Caractéristiques du CAD à partir des coûts de distribution de chaleur admissibles. L'indice de construction s'appuie sur le coefficient d'utilisation, le degré de saturation et le taux de raccordement à prévoir dans la région.

Les coûts de distribution de la chaleur pouvant atteindre 40 fr./MWh, il faut s'assurer une puissance d'au moins 0,95 kW/mt (à travers champs) ou de 1,2 kW/mt (en zone construite). Pour en déduire le coefficient d'utilisation minimal, il faut s'appuyer sur l'indice de construction, qui est le produit du coefficient d'utilisation, du degré de saturation et du taux de raccordement.

Prenons une zone nouvellement construite avec raccordement obligatoire (taux de raccordement 100 %) et un degré de saturation de 80 %, il faut obtenir un coefficient d'utilisation d'au moins 0,6 (0,5/100 %/80 %). Dans un lotissement construit et dans l'hypothèse d'un taux de raccordement de 50 % (un bâtiment sur deux) et d'un degré de saturation de 80 %, il faut exiger un coefficient d'utilisation d'au moins 1,4 (0,55/50 %/80 %), compte tenu des futurs travaux d'assainissement des bâtiments.

Pour une stratégie du CAD en Suisse – Recommandations

Le CAD reste un système intéressant pour exploiter les rejets de chaleur et les énergies renouvelables, c'est-à-dire pour faire progresser l'utilisation rationnelle de l'énergie. Les potentiels sont importants dans notre pays. Il faut pourtant éviter que des équipements réalisés bien souvent avec beaucoup d'élan et d'optimisme se heurtent

bientôt à des difficultés ou que l'affectation des subventions justifie des doutes et des critiques.

Les futurs CAD se limiteront donc aux zones et aux constructions les plus porteuses. Cela englobe aussi bien des projets de lotissements que des régions déjà urbanisées. Nous recommandons la stratégie suivante:

- N'encourager que les systèmes peu coûteux
- Construire des systèmes relativement modestes, aisément faisables par étapes
- S'adapter à la demande. S'efforcer d'améliorer les conditions de la demande
- Accorder des contributions financières: Pour l'exploitation des rejets de chaleur d'un producteur donné, soutenir le réseau. Si le producteur est mis en place de toutes pièces, ne fournir des contributions que pour la centrale.
- Veiller à l'assurance de la qualité dans la conception et la construction des réseaux.

A l'avenir, il convient de n'équiper du CAD que des zones à forte densité de construction, des bâtiments isolés assez grands et des zones mixtes déjà construites. Etant donné les basses températures aller, les zones de lotissement récent se prêtent mieux à l'installation d'un système avec pompes à chaleur (p.ex. pour exploiter la chaleur ambiante ou d'une STEP). En appliquant systématiquement les valeurs et critères indiqués ci-dessus, on devrait pouvoir éviter à l'avenir des charges financières malencontreuses.

Les mesures ci-après permettront d'appliquer cette stratégie:

Encouragement direct: aide à un projet spécifique

Les aides financières à l'emploi d'énergies renouvelables et de la chaleur ambiante et à la récupération de chaleur restent nécessaires. La stratégie actuelle d'encouragement est donc judicieuse, mais nous recommandons de la préciser ainsi:

1. Utilisation des rejets de chaleur d'un producteur donné: contributions d'encouragement pour la centrale et pour le réseau;
2. Chaudières à bois, CETE/PAC, maxi-pompes à chaleur, etc.: contributions d'encouragement réservées, si possible, à la centrale de chauffe (le réseau étant inclus dans l'optimisation générale des coûts). Si des contributions d'encouragement sont versées pour des infrastructures du réseau, il faut prescrire que des tiers qualifiés en supervisent les travaux;

3. Le montant de l'encouragement direct se calcule comme par le passé d'après les surcoûts relatifs, par rapport à un chauffage (fossile) classique; mais il faut revoir le mode de calcul de la solution conventionnelle;
4. Une appréciation qualitative doit compléter la procédure. Il faut soumettre les projets à des tiers pour évaluation et optimisation, le cas échéant.

Encouragement indirect: mesures connexes

A côté de l'aide à des projets spécifiques, il faut prévoir des mesures connexes:

1. Fournir un suivi et le soutien en vue d'assurer la qualité de construction du CAD. Cela implique en particulier la vérification du projet à un stade précoce, le choix précis des zones et des bâtiments à alimenter ainsi que des mesures propres à optimiser l'exploitation du réseau et sa réalisation progressive.
2. Etablir des plans-directeurs de l'énergie et des instruments de mise en œuvre jusqu'au stade des plans de desserte
3. Chercher à convertir les équipements alimentés aux agents fossiles pour les exploiter au bois, avec CETE, CCF, etc. (c'est-à-dire avec des énergies disponibles partout). Développer des offres de contracting et une commercialisation offensive, en collaboration avec les cantons et avec des particuliers ou des contracteurs publics.
4. Soutenir l'innovation pour des systèmes directs.
5. Travailler la qualité, améliorer la qualité de conception par la formation et le perfectionnement.

1. Einleitung und Ziel der Arbeiten

Nah- und Fernwärmenetze sind eine Voraussetzung für die Nutzung von standortgebundenen Abwärmen. Die für die Nutzung von Energieholz, Umweltwärmen und Wärmekraftkopplungen nötige minimale Anlagengrösse kann ebenfalls durch den Zusammenschluss mehrerer Wärmebezüger erreicht werden. Nah- und Fernwärmenetze könnten deshalb für die zukünftige Wärmeversorgung in der Schweiz eine bedeutende Rolle einnehmen.

Nutzen von NFN

Zahlreiche heute bestehende kollektiven Systeme kämpfen mit betriebswirtschaftlichen Schwierigkeiten. Die tiefen Preise der fossilen Energien sind jedoch nur einer der Gründe. Meist wurde bei der Planung von zu optimistischen Annahmen bezüglich zukünftigem Anschluss weiterer Bezüger ausgegangen und die zukünftige oder bereits erfolgte Abnahme des Wärmeabsatzes durch bauliche Sanierung der angeschlossenen Bauten wurde nicht berücksichtigt.

Bestehende Schwierigkeiten

Auf diesem Hintergrund hat das Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Grundlagen in Zusammenarbeit mit den Energiefachstellen der Kantone Bern, Zürich, Luzern und Aargau die vorliegende Arbeit in Auftrag gegeben.

Auftraggeber der Untersuchung

Mit der Studie sollen deshalb der zukünftige mögliche Stellenwert von kollektiven Systemen untersucht werden. Gemäss Pflichtenheft werden folgende Zielsetzungen angestrebt:

Ziele

- Abklärung der Hemmnisse der Ausbreitung von Nah- und Fernwärmenetze (NFN)
- Grundlagen für die NFN – Politik von Bund und Kantonen schaffen, insbesondere für Kantone mit der Möglichkeit für Anschlussverpflichtungen
- Zweckmässigkeit und Wirkungen von Fördermassnahmen zu prüfen
- Auswirkungen auf die Bereiche Ökologie und Volkswirtschaft aufzeigen

Die Arbeiten werden von einer Begleitgruppe mit Vertretern von Fachverbänden und Kantonen fachlich begleitet.

Begleitgruppe

2. Bedeutung und Potential von Wärmenetzen in der Schweiz

2.1 Definition und Abgrenzung des Begriffs "Nah- und Fernwärmenetze"

Nah- und Fernwärmenetze sind Wärmeverteilungssysteme. Als Transportmedium für Zwecke der Raumheizung, der Erzeugung von Brauchwarmwasser oder weiterer Wärmeanwendungen (beispielsweise Trocknen, industrielle Prozesswärme) können theoretisch verschiedene Medien eingesetzt werden. Die Transportdistanzen liegen zwischen einigen Metern (vom Ölkessel im Einfamilienhaus bis zum Heizkörper) bis zu etlichen Kilometern (von der Kehrlichtverbrennungsanlage bis zur Papierfabrik). Zur Abgrenzung des im folgenden Verwendeten Begriffs "Nah- und Fernwärmenetze" (NFN) unterscheiden wir folgende Kriterien:

Kriterium	Merkmal
Zweck des NFN	Transport von Energie für Raumwärme, Warmwasser oder industrielle Wärmeanwendungen zwischen einzelnen Bauten
Wärmeträgermedium	Netze die mit Wasser (+ allfälliger Zusätze) oder Wasserdampf betrieben werden
Anzahl Wärmebezüger	Keine Einschränkungen
Organisationsstruktur	Keine Einschränkungen
Distanz zwischen Wärmeerzeugung und Wärmebezüger	Keine Einschränkungen
Temperaturniveau	"Kalte" (< ca. 30° C, benötigen für Heizung noch eine Anhebung des Temperaturniveaus) und "warme" (> ca. 30° bis über 100°C, Wärme kann direkt für Wärmezwecke eingesetzt werden) Wärmeverteilungen
Anzahl Kreisläufe zwischen Wärmeerzeugung und Wärmebezüger:	Indirekte Systeme sowie bedingt direkte Systeme (sofern früher traditionellerweise ein indirektes System gebaut worden wäre).
Mediumtransport	In geschlossenen Rohren

Tabelle 5: Abgrenzung des Untersuchungsgegenstandes Nah- und Fernwärmenetze NFN

Wir betrachten als NFN also ein Wärmeverteilsystem zwischen einzelnen Bauten und einer Anlage zur Wärmeerzeugung. Bedingung ist, dass mindestens zwei Bauten bestehen. Nicht betrachtet werden Wärmeverteilungen mit mehreren Wärmebezügern innerhalb eines Gebäudes (z.B. Mehrfamilienhaus).

Das Schwergewicht der Untersuchung liegt nicht bei Kleinstverbünden mit zwei Gebäuden sondern eher Wärmenetze, bei welchen unterschiedliche Trägerschaften für Wärmeerzeugung und Wärmekonsum bestehen, also ein Wärmeverkauf stattfindet. Ausnahmen davon bilden beispielsweise der Zusammenschluss von mehreren Bauten desselben Eigentümers.

Zur Illustration einige Beispiele von typischen NFN gemäss obiger Abgrenzung:

- Traditionelle Fernwärmeversorgungen ab Kehrrechtverbrennungsanlage oder Heizzentrale mit Heissdampf oder Heisswasser
- Wärmeversorgung einer Siedlung mit mehreren Gebäuden und einer Wärmezentrale, Wärmeverteilungen sind beispielsweise an der Decke der gemeinsamen Tiefgarage und der unterirdischen Hauszugänge montiert. Die Gebäude gehören unterschiedlichen Eigentümern.
- Quartierwärmeversorgung mit Holzschnitzelfeuerung und Gross- sowie Kleinbezügern
- Verteilung von gereinigtem Abwasser ab ARA in einem Rohrsystem, Wärmetauscher mit Wärmepumpen bei den einzelnen Wärmebezügern oder Heizzentralen

Die betrachteten NFN verfügen über eine Leistung von meist mehr als 100 kW, aber auch hier sind Ausnahmen insbesondere in Kombination von Niedrigenergiebauweisen denkbar.

2.2 Bedeutung und Potential

2.2.1 Stand heute

Motivation

Die Motivation zum Erstellen von Nah- und Fernwärmenetzen (NFN) hat sich in den letzten drei Jahrzehnten deutlich verändert. Früher arbeiteten grosse Heizanlagen mit einem deutlich höheren Wirkungs-

grad als kleine Einzelfeuerungen. Dieser energetische Effizienzgewinn bzw. energetische Skaleneffekt war grösser als der Wärmeverlust durch die Verteilung der Wärme.

Dieser energetische Effizienzgewinn besteht heute nicht mehr, kleine und mittlere Feuerungen verfügen über einen ähnlich hohen Wirkungsgrad wie grosse Feuerungen. Skaleneffekte werden heute nur noch im Sinne einer betriebswirtschaftlichen Optimierung für die Nutzung von erneuerbaren Energien oder besonders effizienten Energienutzungstechnologien wie die WKK angestrebt. NFN werden zusammenfassend heute aus folgenden Gründen gebaut:

1. Die Nutzung standortgebundener Abwärme, beispielsweise aus Kehrrichtverbrennungsanlagen oder Industrie, bedingt ein Wärmenetz zur Verteilung der Wärme bis zum Endverbraucher. *Nutzung standortgebundener Abwärme*
2. Der Einsatz von Schnitzelfeuerungen, WKK, Wärmepumpen mit Grund- oder Oberflächengewässernutzung bedingt aus Kostengründen eine minimale Anlagengrösse. Diese Grösse wird durch den wärmetechnischen Zusammenschluss mehrerer Bauten mittels eines NFN erreicht. Das NFN ist Teil einer betriebswirtschaftlichen Optimierung. *Minimale Anlagengrösse*

Wieviele NFN in der Schweiz in Betrieb sind, wurde bisher nicht erhoben. Die Bedeutung der NFN lässt sich durch nachfolgende Eckdaten und Erhebungen etwa abschätzen:

Grundlagen

Aus der Volkszählung 1990 [Volkszählung 1990] geht hervor, dass rund 125'000 Gebäude über eine Zentralheizung für mehrere Gebäude mit Wärme versorgt werden. Dies entspricht rund 9,7% des gesamten Gebäudebestandes. Davon sind jedoch lediglich rund 14'300 Gebäude oder rund 11% an eine öffentliche Fernwärmeversorgung angeschlossen. Über 100'000 Gebäude sind also an eine private Heizzentrale angeschlossen, die sich nicht im eigenen Gebäude befindet. Der Wärmebedarf der Haushalte beträgt rund 220'000 TJ, in den 125'000 Gebäuden werden, da es sich eher um grössere Gebäude handelt, ca. 25'-40'000 TJ Wärme verbraucht.

Wohnungszählung

In der Energiestatistik sind nur die öffentlichen Fernheizungen erfasst. Der Endverbrauch beträgt rund 13'000 TJ oder ca. 2,9% des Endenergiebedarfes für Wärmezwecke.

Energiestatistik

Kehrichtverbrennungsanlagen

Aus einer Untersuchung über die Wärmenutzung aus KVA [econcept/Infras 1994] geht hervor, dass 1992 von den 31 damals betriebenen Kehrichtverbrennungsanlagen 20 Anlagen Wärme an Dritte abgeben. Die damals in die Netze abgegebene Wärme betrug rund 2'000 GWh/a. In der Zwischenzeit hat sich diese Menge durch die Inbetriebnahme neuer Netze und durch Zubau bei den bereits bestehenden auf 2'200 GWh/a (+10 %) erhöht [Statistik 97]. Dieses Resultat ist den Bemühungen von E2000 und der Technischen Verordnung Abfall zuzuschreiben, die eine Nutzung der bei der Kehrichtverbrennung anfallenden Abwärme verlangt.

Städtische Fernheizungen

In der bereits erwähnten Datenbank wurden auch einige andere, aus konventionellen Quellen gespeisene Wärmeverbünde erfasst. Es handelt sich dabei um 14 Netze mit einer gesamten Jahreseinspeisung von 511 GWh/a (1992).

Die Städte Winterthur, Zürich, Bern, Basel, St. Gallen, Lausanne, La Chaux-de-Fonds, Horgen, Riehen, Baden, Martigny und Vernier betreiben eigene städtische Fernheizungen mit mehr als 100 Wärmebezügern oder sind an die Wärmeversorgung der Nachbargemeinde angeschlossen (Riehen).

Anlagen mit Förderbeiträgen des Bundes

Daneben gibt es aber auch eine Vielzahl kleinerer Wärmeverbünde, die zum Teil mit fossilen, vielfach aber auch mit regenerierbaren Brennstoffen betrieben werden. Allein die laufenden Förderprojekte des BFE [BFE 1998] betreffen ca. 58 Projekte, die in der einen oder anderen Form mit der Nutzung regenerierbarer Energieträger oder der Abwärmenutzung befassen. Bei 41 dieser Projekte wird die Wärme über Wärmeverbünde an die Bezüger verteilt. Die jährliche, in diese Projekte involvierte Wärme beträgt 413 GWh/a, bzw. 94 %. Dagegen werden nur 17 Projekte ohne Verteilnetz mit einem gesamten Energieumsatz von 27 GWh/a (6 %) unterstützt.

Zu den unterstützten Fernwärmeversorgungen gehören auch verschiedene KVA-Netze: Colombier, Zuchwil, St. Gallen, Turgi, Zürich-Nord, Weinfelden, Winterthur, La Chaux-de-Fonds, Boudry und Genf. Dabei handelt es sich häufig um Netzerweiterungen, -Verdichtungen oder um Zusammenschlüsse mit anderen, bereits bestehenden Netzen.

Holzenergienutzung

Eine weitere wichtige Information über den Bestand an Fernwärmeverbünden lässt sich aus der Publikation [Finanzhilfen 98] gewinnen. Seit 1992 verfolgt der VHe die Situation bezüglich Holzfeuerungen in

der Schweiz. Von den insgesamt 358 aufgeführten Anlagen sind ca. 257 an Wärmeverbünde angeschlossen. Durch diese Anlagen werden jährlich rund 440 GWh/a oder 85 % Wärme aus Holz produziert und verteilt. Nur 75 GWh/a oder 15 % der Gesamtenergie können ohne Netze direkt verwendet werden.

2.2.2 Zukünftiges Potential

Das zukünftige Potential von NFN wird teilweise vom Angebot und teilweise von der Nachfrage limitiert. Das maximal mögliche Potential angebots- wie nachfrageseitig umfasst den gesamten Wärmebedarf der Schweiz². Die Wirtschaftlichkeit setzt dem realistischerweise als zukünftiges Potential zu bezeichnenden mittels Wärmenetzen verteilbaren Energiemengen jedoch relativ enge Schranken.

Wenn wir im folgenden das zukünftige Potential betrachten, gehen wir von den heute geltenden Rahmenbedingungen bezüglich Energiepreise, finanzieller Förderung und erzielbarer Wärmeverkaufspreise aus.

Angebotsseitiges Potential

Wir unterteilen das angebotsseitige Potential nach Nutzung standortgebundener Quellen und den übrigen Anlagentechnologien.

Bei der Nutzung von standortgebundener Abwärme ist das Wärmenetz eine unabdingbare Voraussetzung für die Nutzung der Abwärme. Darunter gehören die Abwärmenutzung aus KVA, ARA sowie bestehenden AKW.

*Voraussetzung für
die Nutzung*

2 Vereinfacht kann gesagt werden, dass theoretisch sämtliche Gebäude der Schweiz an eine Fernwärmeversorgung angeschlossen werden können. Auf der Angebotsseite kann ebenfalls soweit abstrahiert werden, dass mit Abwärme, Umweltwärme, Holzenergie, BHKW, WKK und ergänzend mit fossilen Feuerungen die dafür nötige Wärme bereitgestellt werden kann.

Standortgebundene Abwärmequelle	Nutzung heute	zusätzliches Potential, Ausblick
KVA	7'800 TJ	ca. 5000 TJ ¹⁾
ARA Abwasser	gering < 10 TJ	ca. 18'000 TJ (ca. 5% des Raumwärmebedarfs "wirtschaftlich" realisierbar ²⁾)
Abwärme aus AKW	ca. 800 TJ	weiterer Ausbau wenig realistisch
Summen	9'000 TJ	ca. 23'000 TJ

1) Deutlich höhere Wärmemengen möglich, jedoch auf Kosten der Elektrizitätsproduktion

2) Unter Berücksichtigung von externen Kosten. Quelle: Beschleunigungsaktion Energie in ARA.

Tabelle 6: Heutige Nutzung und zukünftiges Potential der Abwärmennutzung mittels Wärmenetzen (ohne Abwärme aus industriellen Prozessen).

Anlagengrösse von
einigen 100 kW

Wärme- und Kälteanlagen, Holz- und Biomasseheizungen und Wärmepumpen mit Grundwasser- oder Oberflächengewässernutzung benötigen eine minimale Anlagengrösse von einigen 100 kW, damit die Wärmegestehungskosten möglichst tief ausfallen. Diese Grösse kann meist nur mit lokalen Wärmenetzen, in der Grössenordnung von maximal einigen wenigen MW, erreicht werden.

Städtische Fernwärmever-
sorgungen

Unter diese Kategorie zählen wir auch die wenigen grossen städtischen Fernwärmever- und Kälteversorgungen, welche Wärme- und Kälteanlagen (Gasturbinen) einsetzen, teilweise ergänzt mit Abwärme (z.B. aus KVA).

Übrige Anlagen- technologien	Nutzung heute	zusätzliches Potential, Ausblick
Öffentliche Fern- heizwerke ¹⁾	ca. 7'000 TJ	ca. 0 TJ Zunahme Wärmeabsatz durch höhere Anschlussdichte entspricht ungefähr der Abnahme Wärmebedarf durch Gebäudesanierungen
Holzenergie ²⁾	8'000 TJ	ca. 20'000 TJ zusätzlich; entspricht dem kurz- und mittelfristig nutzbaren Energieholz-Potential von ca. 3,7-5 Mio m ³
WKK, WP (alle Medien)	ca. 4'000 TJ ca. 3'000 TJ	Nutzbares Potential limitiert durch günstige Standorte (Nachfrage)
Summe	ca. 22'000 TJ	20'000 TJ plus Umweltwärme und WKK

1) Wir übernehmen hier den Ausdruck Fernheizwerke aus der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik.

2) Gesamtenergiestatistik: Gesamter Holzenergieverbrauch ca. 20 000 TJ, Automatische Feuerungen ca. 6780 TJ, Gebäudeheizungen ca. 5730 TJ. Annahmen **e c o n c e p t** für Nutzung heute in Wärmenetzen: ca. 8000 TJ. (50% Gebäudeheizungen, 80% autom. Feuerungen)

Tabelle 7: Heutige Nutzung und zukünftiges Potential von öffentlichen Fernheizwerken und von Wärmenetzen mit Erneuerbaren Energien eingesetzten Energietechnologien.

Nachfrageseitiges Potential

Bei der Richtplanung im Kanton Luzern wurde der künftige Energiebedarf nach baulicher Dichte der heute bereits überbauten und zukünftig überbauten Zonen bestimmt. Rund 85% des gesamten Wärmebedarfes (Prozesswärme, Heizung, Warmwasser) fällt in Zonen mit einer Ausnützungsziffer von mehr als 0,5 an. Diese Gebiete sind, wenn auch an der unteren Grenze der baulichen Dichte, potentiell für Wärmenetze geeignet. [**e c o n c e p t** 1993]

Kanton Luzern

Im Kanton Zürich betrug 1990 der Wärmebedarf der EFH-Zonen (AZ < ca. 0,4) rund 6 % des gesamten Wärmebedarfes. [Energieplan 1993]

Kanton Zürich

Abschätzungen im Kanton Bern zeigen, dass rund jede 6. Gemeinde lokal genügend bauliche Dichte für die Realisierung eines oder meh-

Kanton Bern

rerer lokaler Wärmenetze bzw. -verbünde aufweist. Dies entspricht hochgerechnet rund 500 Gemeinden in der ganzen Schweiz.

Fazit

Das zukünftige Potential von NFN lässt sich nicht exakt quantifizieren. Die Schwierigkeit liegt darin, dass die potentiellen Wärmeangebote sich räumlich nicht mit den potentiellen Nachfragegebieten decken. Die angebotslimitierenden und nachfragelimitierenden Faktoren lassen sich wie folgt eingrenzen:

	Zusätzlich mögliches Potential	
	Limitiert durch Angebot	Limitiert durch Nachfrage
Abwärme KVA	ca. 5'000 TJ	
ARA Abwasser	ca. 18'000 TJ	Standorte mit genügend Abnehmern
Abwärme aus AKW	weiterer Ausbau wenig realistisch	
Bestehende öffentl. Fernheizwerke		ca. 0 TJ
Holzenergie	ca. 20'000 TJ	
WKK		Standorte mit genügender baulicher Dichte
WP mit Umweltwärme aus oberflächennahen Erdschichten ¹⁾ , Grund- und Oberflächengewässern	nicht oder kaum limitiert	Standorte mit genügender baulicher Dichte
Standorte mit genügender baulicher Dichte ohne bereits mit NFN erschlossen ²⁾		85% Wärmebedarf ca. 340'000 TJ
Summen	ca. 42'000 TJ + Umweltwärme	ca. 340'000 TJ
Bereits gasversorgte Bauten und Anlagen		ca. 100'000 TJ

1) z. B. Erdsonden <200m

2) Wir gehen von einer Ausnützungsziffer AZ von > 0,5 aus und übernehmen die Zahlen aus dem Kanton Luzern (85% des Energiebedarfs in dicht überbauten Zonen). Von diesen 380'000 TJ sind die hochgerechnet aus der Volkszählung ermittelten 25-40'000 TJ Wärmebedarf von Gebäuden ohne eigene Heizung abzuziehen.

Tabelle 8: Zusätzlich mögliches Potential für NFN, aufgeteilt auf nachfragelimitierte und angebotslimitierte Indikatoren.

Die vorhandenen ungenutzten Potentiale an Abwärme aus KVA, ARA und Holzenergie entsprechen etwa dem Energiebedarf der bestehenden und heute wahrscheinlich mehrheitlich mit fossilen Feuerungen betriebenen zu 90% privaten Heizzentralen.

Heutige in NFN verteilte Wärme mit Abwärme und Energieholz verdoppelbar

Das Potential von sinnvollerweise in NFN zu nutzenden Energien beträgt ohne Umweltwärme aus oberflächennahen Erdschichten, Grund- und Oberflächengewässern rund 42'000 TJ. Von der Nachfrage her könnten maximal ca. 340'000 TJ Energie in zusätzlichen NFN zu den Endverbrauchern geführt werden.

Nachfrage

Beim möglichen Potential auf der Nachfrageseite nicht berücksichtigt sind diejenigen Gebiete, die heute bereits mit anderen leitungsgebundenen Energien versorgt werden. Doppelspurigkeiten mit leitungsgebundenen Energien sind nach Möglichkeit aus volkswirtschaftlicher Sicht zu vermeiden. Der Erdgasabsatz beträgt in der Schweiz heute rund 100'000 TJ. Damit bleiben rund 240'000 TJ Wärmebedarf in eher dicht überbauten Gebieten ohne bestehende Gasversorgung, was einem Anteil von ca. 50-55% des gesamten Wärmebedarfes der Schweiz entspricht.

Rund 50-55% des Wärmebedarfes der Schweiz zusätzlich in NFN umsetzbar

3. Situationsanalyse realisierter Wärmenetze

3.1 Übersicht der untersuchten Fallbeispiele

3.1.1 Vorgehen

Im folgenden Kapitel werden rund 15 Anlagen vertieft untersucht um genauer Aufschluss über Chancen und Probleme bestehender NFV zu erhalten.

Von den vom Bund finanziell unterstützten NFN [BFE 1998] wurden 11 interessante Wärmeverbünde herausgegriffen und ihre wichtigsten Daten und Kennzahlen in Tabelle 9 dargestellt. Zu Vergleichszwecken finden sich in derselben Tabelle auch Daten von vier durch Holzfeuerungen gespeisten Wärmeverbünden [VHe 1997] .

*11 Wärmeverbünde
mit Abwärmenutzung*

*4 Wärmeverbünde
mit Holzfeuerungen*

Gemäss Zielsetzungen haben wir schwergewichtig NFN mit einer Anlagenleistung bis etwa 3 MW analysiert. Zusätzlich haben wir noch zwei grössere Objekte und 3-4 spezielle Vergleichsobjekte (kalte Fernwärme, Geothermie, Kleinverbund) einbezogen. Zwei der insgesamt 15 Wärmeverbünde verfügen über eine Leistung von 17 MW, weitere zwei haben eine installierte Leistung von 4,3 bzw. 5,5 MW. Die restlichen elf Anlagen liegen mit einer Ausnahme (Geothermie-Anlage, 66 kW) zwischen 100 kW und 3,7 MW. In vier Fällen sind Holzfeuerungen als Wärmequellen eingesetzt, in weiteren vier Fällen arbeiten Wärmepumpen mit Grundwasser- oder Abwasserwärme. Da die holzbefeuerten Wärmeverbünde bereits gut untersucht sind, haben wir die Resultate aus [VHe 1997] übernommen. Drei Netze werden von BHKW – Wärmepumpen Systemen gespeisen, während eine Fernwärmeübertragung Wärme aus einem mit Faulgas betriebenen Gasmotor überträgt. Die beiden grossen Fernwärmeversorgungen schliesslich arbeiten mit Wärme aus Abfallverbrennungsanlagen und Abwärme aus dem Kernkraftwerk Gösgen. Die kleinste Anlage schliesslich dient der Nutzung geothermischer Wärme.

Auswahl der Anlagen

3.1.2 Uebersicht der analysierten Wärmenetze

Die einzelnen Anlagen lassen sich in einer Kurzcharakterisierung wie folgt beschreiben:

Zürich Wipkingen, Wärme aus dem Abwasserkanal

Wärmeverteilung auf tiefem Temperaturniveau.

In Wipkingen sollen insgesamt 900 Wohnungen mit "kalter" Fernwärme beliefert werden. Als Wärmequelle dient ein rund 200 m langer Rinnenwärmetauscher, der in den Sammelkanal des Abwassers einbetoniert ist und die Wärme aus dem ungeklärten Abwasser nutzt. Ueber etwa 1230 m Netzlänge werden sechs Unterstationen auf tiefen Temperaturen ($< 15^{\circ}$) versorgt, die alle über eine Elektrowärmepumpe und einen ölbefeuerten Spitzenlastkessel verfügen.

Die Anlage wird durch das Elektrizitätswerk der Stadt Zürich als Contractor erstellt und betrieben, Wärmekunden sind einige grössere Baugenossenschaften.

Abwärmenutzung aus der ARA Muri

Wärme für 20 EFH. Kombination kalte und heisse Verteilung.

In der vierten Ausbaustufe wurden zusätzliche Haushalte an die "kalte Fernwärme" Muri angeschlossen. Zu diesem Zweck wurde das kalte Verteilnetz um 175 m verlängert und eine neue Zentrale mit einer Wärmepumpe und einem Oelkessel ausgerüstet. Durch ein 235 m langes, heisses Verteilnetz wird die Wärme zu den 20 EFH geleitet.

EFA, Energie Freiamt AG

Die "kalte Fernwärme" Muri wird von der EFA, Energie Freiamt AG betrieben.

Ueberbauung Salwiese, Arbon

Wärme für 70 bis 100 Haushalte aus geklärtem Abwasser

Aus der ARA Morgental wird geklärtes Wasser entnommen und in einer Kunststoffleitung der Heizzentrale zugeführt, welche im Bauamtswerkhof lokalisiert ist. Dort arbeitet zur Zeit eine Wärmepumpe und ein ölbefeuerteter Spitzenlastkessel. Gegenwärtig treten erst die Stadtwerke Arbon, die den Werkhof betreiben, als Wärmebezügler

auf. Nach Fertigstellung der etwa 800 m entfernt gelegenen Ueberbauung Salwiese wird dort Raumwärme für rund 70 bis 100 Haushalte zu liefern sein. Die Heizzentrale wird dannzumal durch die Installation zusätzlicher Wärmepumpen an den neuen Bedarf angepasst.

In Arbon existiert die "Nahwärme Arbon AG", die zu zwei Dritteln im Besitz der Stadt Arbon ist. Diese Gesellschaft hat den Auftrag, jene Gebiete mit Fernwärme zu versorgen, die im Quartierrichtplanverfahren als Fernwärmegebiete ausgeschieden wurden.

*Nahwärme Arbon
AG*

Wohnüberbauung Husrüti, Münsingen

Die 1997 fertiggestellte Ueberbauung Husrüti umfasst 42 Wohnungen, die auf vier Häuser verteilt sind. Als Wärmequelle arbeitet eine monovalente Grundwasser-Wärmepumpe. Während die Wärmepumpe für das Haus, in dem sich die Zentrale befindet, Raumwärme und Brauchwasser produziert, wird für die weiteren drei Häuser nur Raumwärme über einen Wärmeverbund geliefert. Die Gesamtleistung der Anlage beträgt etwa 100 kW. Grundwasserentnahme und -versickerungsbrunnen befinden sich auf dem überbauten Grundstück.

*Grundwasser-
Wärmepumpe für
42 Wohnungen*

Die Ueberbauung befindet sich im Besitz der bernischen Lehrerversicherungskasse.

Beheizung des Sportzentrums Heimberg mit Abwärme aus der ARA Thun (Uetendorf)

Durch eine rund 1,6 km lange Stichleitung wird überschüssige Wärme aus dem Kühlkreislauf des Gasmotors der ARA Thun, der zur Verwertung des Faulgases betrieben wird, zum Sportzentrum Heimberg geführt. Die gesamte Anschlussleistung beträgt 600 kW, wobei sich der ölbefeuerte Spitzenlastkessel (300 kW) ebenfalls auf dem Gelände der ARA befindet.

*Raumwärme und
Warmwasser für ein
Sportzentrum aus
einem Faulgasmotor*

Die Leitung befindet sich im Besitz des ARA-Gemeindeverbandes. Betrieb der Anlage und Administration wird durch die ARA-Verwaltung besorgt.

Wohnüberbauung Stuckimatte, Steffisburg

BHKW – Grundwasser-Wärmepumpe

Die Ueberbauung Stuckimatte umfasst bis und mit dritter Bauetappe 93 Familienwohnungen in verdichteter Bauweise. Sie wurde im Jahre 1998 abgeschlossen. Die Beheizung und die Bereitstellung von Warmwasser wird mit einer Kombination von Blockheizkraftwerk und Elektrowärmepumpe, mit einer gesamten Leistung von 600 kW sichergestellt. Die Länge der Wärmeversorgung beträgt rund 720 m.

Wärmeverbund Marzili, Bern

BHKW – Grundwasser-Wärmepumpe

Der Wärmeverbund Marzili versorgt sechs Dienstleistungsgebäude mit einer Anschlussleistung von rund 4,3 MW mit Wärme. Wärmequelle ist ein gasbetriebenes BHKW in Kombination mit einer Grundwasserwärmepumpe. Zur Abdeckung von Lastspitzen stehen zwei Gas/Oel-Kessel zur Verfügung. Die Wärmepumpe ging im Herbst 1998 ans Netz.

Wärmeverbund Marzili AG

Mit der ADEV (Arbeitsgemeinschaft für dezentrale Energieversorgung) als Hauptinitiantin wurde die Aktiengesellschaft "Wärmeverbund Marzili AG" gegründet. Ihr obliegt Bau und Betrieb des Wärmeverbundes.

Quartiersversorgung Morettina, Locarno

Bestehende Wohnhäuser, öffentliche Gebäude.

BHKW-WP Kombination

Bei diesem Projekt werden durch ein rund 900 m langes Leitungsnetz etwa 30 bis 40 bestehende Wohnungen und elf öffentliche Gebäude mit Fernwärme versorgt. Zur Deckung der Spitzenlast wird Heizöl eingesetzt. Die gesamte installierte Leistung beträgt 3.7 MW. Die Wärme wird durch eine Kombination von gasbetriebenen BHKW und Elektrowärmepumpe produziert.

Società Elettrica Sopracenerina

Die Wärmeversorgung ist im Besitz der "Società Elettrica Sopracenerina" und wird auch durch diese betrieben.

Fernwärmeversorgung Siggenthal, KVA Turgi

Die Fernwärmeversorgung Siggenthal bedient über ein mehr als 7 km langes Netz eine Vielzahl von Wärmekunden – Haushalte, öffentliche Gebäude, Gewerbe etc. Die Ausbauleistung beträgt 17 MW. Das Heisswasser wird über einen Wärmetauscher auf dem Gelände der Kehrichtverbrennungsanlage Turgi ausgekoppelt.

*Versorgungsgebiet
über zwei Gemein-
den.*

Wärmequelle = KVA

Besitzer und Betreiber des Netzes ist die "Fernwärme Siggenthal AG".

Fernwärme Siggenthal AG

Fernwärmeausbau KANI-BALLY

Ueber eine 1650 m lange Leitung mit einer Transportkapazität von 17 MW ist die Wärmezentrale der Kartonfabrik Niedergösgen und die Schuhfabrik Bally in Schönenwerd verbunden. Als Wärmelieferanten treten das Kernkraftwerk Gösgen, die Reststoffverbrennungsanlage Niedergösgen sowie die Kartonfabrik Niedergösgen auf. Es ist geplant, im Lauf der Jahre weitere Verbraucher entlang des Leitungstrasse anzuschliessen.

*Punkt-Punkt Leitung
zur Uebertragung
industrieller Abwärme*

Besitz und Betrieb der Leitung sind in den Händen der ATEL, Aare-Tessin AG für Elektrizität.

ATEL

Wila ZH, Schnitzelfeuerung und Nahwärmeverbund

Im Zuge des Umbaus einer 40-jährigen Scheune erstellte der Landwirt und Holzhändler Willi Waldvogel eine neue Heizzentrale mit zwei Holzkesseln à 150 und 750 kW. Der wird ausschliesslich mit Grünschnitzeln aus den Wäldern des Tösstals beschickt. Durch eine etwa 900 m lange Wärmeverteilung werden 2 Gemeinde- und 11 private Gebäude beheizt. 4 Anschlüsse sind bereits vorbereitet.

*Div. öffentliche und
priv. Gebäude*

Bauherrin und Betreiberin des Nahwärmenetzes ist die "Genossenschaft Verteilnetz Wärmeverbund Wila"

*Genossenschaft
Verteilnetz Wärme-
verbund Wila*

Gais AR, Gemeindeanlage. Schnitzelfeuerung und Wärmeverbund

700 kW Schnitzelfeuerung.

Waldholz und Restholz als Brennstoff

Im Gebiet Rotenwies wurde durch die Gemeinde Gais eine Heizzentrale neu errichtet. Im Untergeschoss befinden sich ein 700 kW Kessel; Raumreserve für einen weiteren 1000 kW Kessel ist vorhanden. Das Schnitzellager ist ebenerdig. Die Schnitzel werden mit einem Pneulader umgeschichtet. Das Sortiment besteht zu etwa 60 % aus Holz aus den Wäldern der Gemeinde Gais und von privaten Waldbesitzern und zu 40 % aus Restholz von der örtlichen Industrie.

Oeffentliche und private Bezüger

Anfangs 1998 waren neben dem Forstamtswerkhof bereits 13 weitere Gebäude an das 630 m lange Verteilnetz angeschlossen. 5 Gebäude gehören zu einem Alters- und Pflegeheim und 8 weitere sind Einfamilienhäuser.

Ortsgemeinde Gais

Heizung und Verteilung werden durch die Ortsgemeinde Gais betrieben. Die Ortsgemeinde tritt auch als Bauherrin auf.

Holzwärmeverbund Oezligen-Stift, Beromünster LU

Einfache Gesellschaft: Wärmeverbund Oezligen/Stift

Die beiden grossen Waldbesitzer, die Korporation Beromünster (200 ha Wald) und das Chorherrenstift St. Michael (150 ha) schlossen sich in einer einfachen Gesellschaft zusammen. Die Gesellschaft "Wärmeverbund Oezligen/Stift" will die Wärmeversorgung mittels einem 1,5 km langen Verteilnetz sicherstellen und nach Möglichkeit den Wärmeabsatz vergrössern.

1,8 MW Heizleistung

Die Heizanlage und der Schnitzelsilo mit einem Fassungsvermögen von rund 400 m³ sind in einer unterirdischen Zentrale am Eingang der neuen Wohnüberbaung Oezligen untergebracht. Die Heizanlage besteht aus zwei Kesseln mit je 900 kW Leistung, die über eine automatische Förderanlage kontinuierlich beschickt werden.

Ca. 40 Gebäude angeschlossen

Bis Mitte 1997 waren das aus drei Gebäuden bestehende Chorherrenstift, 18 Ein- und Mehrfamilienhäuser in der Ueberbauung Oezligen sowie 17 weitere grössere und kleinere Gebäude an die Wärmeverteilung angeschlossen.

Küttigen AG, Wärmeverbund Bohnlet

Im neuen Gewerbegebäude der Firma Kurt Frey AG, Sanitär und Heizungen in Küttigen befindet sich eine unterirdische Heizzentrale mit einer automatischen Holzfeuerung von zur Zeit 465 kW Leistung. Dieser Kessel kann später durch eine 1500 kW Anlage ersetzt werden. Der Brennstoff stammt zu zwei Dritteln aus den Wäldern der Ortsbürgergemeinde Küttigen, und zu einem Drittel wird Restholz aus einem Sägewerk verfeuert.

Automatische Holzfeuerung, 465 kW

Zum Anschluss an die rund 900 m lange Leitung sind diverse Alt- und Neubauten vorgesehen.

Alt- und Neubauten

Bauherrin und Betreiberin der Anlage ist die eigens zu diesem Zweck gegründete "Genossenschaft Wärmeverbund Bohnlet Küttigen". Die Anlage wird im Auftrag der Genossenschaft durch die Firma Kurt Frey AG betreut.

Genossenschaft Wärmeverbund Bohnlet Küttigen

Solar One, Ittigen BS. Heizenergie aus 800 m Tiefe

Geothermische Energie soll in einem geschlossenen Kreislauf aus einer Tiefenbohrung gefördert werden. Die Initianten rechnen mit einer Temperatur von 34 °C. Durch eine Wärmepumpe wird das Wasser auf Nutztemperatur gebracht und über eine Leitung an vier nahe gelegene, energetisch optimierte Häuser verteilt.

Anlagenbezeichnung	Einheiten	Wipkingen	ARA Muri	ARA Thun	Salwiese	Husrüti	Stucki- matte
Anlagenparameter		ARA kalt1	ARA kalt2	ARA warm1	ARA warm2	WP	BHKW WP1
Anlagencharakterisierung		Rohabwasserwärme Dezentrl. Wärmepumpen Kälte Verteilung	Wärme aus geklärtem Abwas- ser, dezentrl. Wärmepumpen, Kälte / heisse Verteilung	Abwärme ab Faulgas BHKW Fernleitung RW u. WW Sportzentrum	Abwärme aus geklärtem Was- ser, 1 bis 4 Wärmepumpen, RW für Werkhof und Wohn'gn	Wärme aus Grundwasser mehrst. WP	Gasmotor - Generator - EWP RW u. WW für Ueberbauung
Bezügerstruktur		ca. 900 Wohnun- gen	Etappe 4: 20 EFH	1 Sportzentrum	1 Werkhof + ca. 80 HH	42 Wohnungen	Etappen 1 bis 3: 93 Wohnungen
Leitungslänge	m	1'520	410	1'678	800	208	720
Fläche des Versorgungsgebietes	ha						3
Installierte Heizleistung (erneuerbar und konventionell)	kW	5'560	220	600	480	128	610
Heizleistung (nicht konventionell)	kW	847	80	300	160	100	
Gesamthft produzierte Wärme	kWh	10'740'000	220'000	1'080'000	900'000	353'300	1'215'000
Wärme aus erneuerbaren E-Trägern	kWh	4'400'000	138'000	484'000	477'000	267'300	140'000
Investitionen Wärmeerzeugung	Fr.	4'400'000	185'000	548'000	981'000	286'670	2'200'000
Investitionen Verteilnetz	Fr.	800'000	194'000	452'000	480'000	25'000	510'000
Nichtamortisierbare Mehrkosten (Berechnungsmeth. BfE, Kf=1.0)	Fr.	7'655'910	157'625	500'560	908'850	272'220	1'630'000
Förderbeiträge BfE	Fr.	392'700	30'600	282'000	182'600	122'600	580'000
Förderbeiträge Kanton	Fr.	0	30'000	160'000	0	-	300'000
Förderbeiträge aus weiteren Quellen	Fr.	1'570'000	-	-	0	-	-
Energieinput Holzschnitzel	kWh/a						
Energieinput "Umweltwärme"	kWh/a	4'400'000	140'000	484'000	477'000	178'200	140'000
Energieinput Strom	kWh/a	2'200'000	33'000		238'500	89'100	62'000
Energieinput Gas	kWh/a						323'000
Energieinput HEL	kWh/a	3'700'000	47'000	596'000	184'500	86'000	190'000
Energiekosten pro Jahr	Fr./a	353'000	5'000	17'900	31'800	12'400	28'700
Kapitalkosten Wärmeerzeugung (Technik)	Fr./a	409'700	17'200	51'000	91'300	26'700	204'900
Kapitalkosten Wärmeverteilung (Tief- bau, Rohrleitungen)	Fr./a	49'100	11'900	27'700	29'500	1'500	31'300
Unterhaltskosten Wärmeerzeugung	Fr./a	88'000	3'700	11'000	19'600	5'700	44'000
Unterhaltskosten Wärmeverteilung	Fr./a	4'000	1'000	2'300	2'400	100	2'600
Wärmegestehungskosten (inkl. Ver- teilung, ohne Subventionen))	Fr./MWh	84	177	102	194	132	256
Wärmeverteilungskosten	Fr./MWh	5	59	28	35	5	28
Inst. Leistung pro Laufmeter	kW/m	3,66	0,54	0,36	0,60	0,62	0,85
Inst. Leistung pro Hektare	kW/ha					0,51	4,18

Tabelle 9: Detailresultate der untersuchten Nah – und Fernwärmeversorgungen

Marzili	Morettina	KVA Turgi	Kani-Bally	Wila	Gais	Beromünster	Küttigen	Solar One	Einheiten
BHKW WP2	BHKW WP3	Abwärme1	Abwärme2	Holz1	Holz2	Holz3	Holz4	Geo klein	
Gasmotor - Generator - EWP Grundwasserwärme Leit'gn teilw. in Gebäude	Gasmotor - Gener. - WP Verteilnetz in Wohngebiet	KVA Turgi, Turbine - WT Fernwärmenetz Gem. Unter- /Obersiggenthal	Abw. von KKW Gösigen und RENI. Leitung zu Bally. Weiter- re Anschlüsse möglich	Tibamatic GS Vorschub- rostfeuerung	Mawera Unterschubfeuerung im Forstwerkhof	Ygnis EMBK 800 Unter- schubf. unterird. in Neuüberbauung	Ygnis EMBK 450 Unter- schubf. unterird. in neuem Gewerbe- geb.	Geothermie, 800 m Bohrung. Ev. Wärmepumpe, Versor- gung v. Wohnsiedlung	
6 öffentl. Gebäude	ca. 1000 Wohnun- gen		1 Industriebetrieb und weitere HH und DL	2 Gemeindegeb. + 11 priv. Gebäude	Forstwerkhof, 5 Geb. von Altersheim etc., 8 EFH	Chorherrenstift, 35 EFH und Mehrfamilienhäu- ser	Wohnungen und Gewerbebetriebe	RW u. WW für 12 Wohn'gn	
775 3	900 12	7'164 129	1'650	919	629	1'496	895		m ha
4'350	3713	17'000	17'000	900	700	1'800	465	66	kW
1'000	670	8'500	5'667	900	700	1'800	465	40	kW
7'600'000	5'900'000	30'600'000	34'000'000	512'000	1'260'000	1'499'000	837'000	135'000	kWh
2'692'263	1'814'970	24'480'000	11'333'333	512'000	1'260'000	1'499'000	837'000	108'000	kWh
4'079'000	4'902'197	8'300'000	1'650'000	670'000	1'220'000	1'179'224	520'000	499'460	Fr.
1'201'000	973'000	15'400'000	1'950'000	700'000	570'000	1'189'619	580'000	123'540	Fr.
4'351'000	4'837'980	17'750'000	-6'259'500	1'407'035	2'279'285	2'370'806	1'300'329	425'270	Fr.
1'000'000	1'440'000	4'800'000	972'000	76'000	209'000	300'000	300'000	140'000	Fr.
846'000	-	2'939'848	-	187'050	-	60'000	25'000	100'000	Fr.
1'840'000	-	2'013'562	-	-	-	-	-	-	Fr.
2'692'263	1'814'970	24'480'000	11'333'333	512'000	1'260'000	1'499'000	837'000	108'000	kWh/a
4'079'186	2'749'955								kWh/a
828'550	1'335'075	6'120'000	22'666'667					27'000	kWh/a
228'800	177'500	183'600	680'000	20'500	50'400	60'000	33'500	800	Fr./a
379'800	456'500	772'800	153'600	62'400	113'600	109'800	48'400	46'500	Fr./a
73'700	59'700	945'400	119'700	43'000	35'000	73'000	35'600	7'600	Fr./a
81'600	98'000	166'000	33'000	13'400	24'400	23'600	10'400	10'000	Fr./a
6'000	4'900	77'000	9'800	3'500	2'900	5'900	2'900	600	Fr./a
101	135	70	29	279	180	182	156	485	Fr./MWh
10	11	33	4	91	30	53	46	61	Fr./MWh
5,61	4,13	2,37	10,30	0,98	1,11	1,20	0,52		kW/m
3,24	12,00	132,16							kW/ha

Fortsetzung Tabelle 9

3.1.3 Bemerkungen zur Uebersicht

Datenherkunft und Datenqualität

Mit Ausnahme der Holzanlagen stammen die Daten der Uebersichtstabelle aus den Gesuchsdossiers, die an das BFE eingereicht wurden. Zentraler Teil der Dossiers ist ein Projektbeschrieb mit einer Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Die Kostenschätzungen wurden nicht in allen Fällen mit der gleichen Methode durchgeführt. So ist z.B. nicht durchgehend ganz klar, wo die Systemgrenzen der einzelnen Komponenten gezogen wurden oder auf welche Etappierungsstufen sich die angegebenen Kosten beziehen. Dies führte dazu, dass gewisse Toleranzen bei den einzelnen Angaben in Kauf genommen werden müssen. Um eine Vergleichbarkeit der in Tabelle 9 dargestellten Daten zu erzielen, passten wir in einigen Fällen die Zahlen an oder wir nahmen Schätzungen vor.

Besuchte Anlagen

Bei einigen Anlagen (siehe weiter hinten) wurde mit den Initianten und/oder Betreibern ein vertiefendes Gespräch geführt. In diesen Fällen konnten diese Informationen zur Ergänzung der Datenlage benutzt werden. Folgende Anlagen wurden besucht:

- Wärmeverbund Wipkingen
- ARA Muri, Kalte
- Salwiese, Arbon
- ARA Thun, Beheizung des Sportzentrums Heimberg
- Wohnüberbauung Stuckimatte, Steffisburg (noch nicht im Arbeitspapier dokumentiert)

Detailangaben zu den Datenzeilen

Länge der Versorgungsnetze

Sind keine eindeutigen numerischen Angaben in den Gesuchsunterlagen vorhanden, wurde die gesamte Länge des Versorgungsnetzes von der Zentrale bis zu den Fassaden der Bezüger aus Planunterlagen usw. herausgemessen. Die Angabe der Gesamtlängen kann daher mit einem Fehler in der Grössenordnung von +/- 10 % behaftet sein.

Fläche der versorgten Gebiete

Die Fläche des Versorgungsgebietes war nur in wenigen Fällen zu eruieren. Auch hier ist mit einem Fehler in der Grössenordnung von +/- 10 % zu rechnen.

Unter dem Begriff „installierte Heizleistung (erneuerbar und konventionell)“ wird die totale mögliche Leistungsabgabe der „Heizzentrale“ verstanden. Auf der Einspeiseseite gehören dazu alle Wärmequellen, seien dies nun Wärmepumpen, Wärmetauscher oder fossilbefeuerte Spitzenlast- bzw. Grundlastkessel. Diese Angaben stammen durchgehend aus den Gesuchsunterlagen oder der VHe Publikation.

Installierte Heizleistung

In der Zeile „Heizleistung (nicht konventionell)“ sind die Wärmebezüge aus „Umweltquellen“ Abwärme und Energieholz vermerkt.

Heizleistung nicht konventionell

Einer ähnlichen Definition unterliegen die Angaben der jährlich produzierten Wärmemengen. Unter dem Begriff „erneuerbar“ wird wie oben Wärme aus Holz, Grundwasser oder Abwärme verstanden. Abwärme aus den in den Zentralen installierten BHKWs wird aber nicht den „Erneuerbaren“ zugerechnet.

Wärmeproduktion

Die Angaben über Investitionen für die Wärmeerzeugung und die Verteilung stammen für die nicht vertieft behandelten Anlagen von den Gesuchstellern bzw. aus der VHe-Publikation [VHe 1997]. Sie reflektieren den Projektstand in der Phase der Gesuchstellung. Bei den Holzanlagen handelt es sich durchgehend um Zahlen, die nach der Fertigstellung an die Verfasser weitergegeben wurden.

Investitionen

Zur Bestimmung der „nichtamortisierbaren Mehrkosten“ NAM wurde vom BFE eine standardisierte Berechnungsmethode entwickelt. Die folgende Formel findet dabei Verwendung (Siehe auch Kapitel 4.1 Strategie, Fördermodelle und Mitteleinsatz):

Nichtamortisierbare Mehrkosten

$$\begin{aligned} \text{NAM} &= \text{Investition(Projekt)} - \text{Investition(konv)} \\ &+ [\text{UB(Projekt)} - \text{UB(konv)}] \\ &\quad * \text{Betrachtungsdauer} * \text{Korrekturfaktor} \end{aligned}$$

UB: Unterhalt, Betrieb und Brennstoffe pro Jahr

Invest(konv) bezieht sich auf die zu leistenden Investitionen für eine gleichwertige, dezentralisierte Wärmebereitstellung auf Heizöl-Basis.

Invest. für konventionelle Anlagen

Die Betrachtungsdauer wurde für technische und bauliche Investitionen durchgehend mit 15 Jahren angenommen. Der Korrekturfaktor wurde mit 0,33 oder 0,66 je nach den kommerziellen Aussichten des Projektes und seiner Einteilung in Pilot- oder Demonstrationsanlage gewählt. Um dieser Unterscheidung zu entgehen, setzten wir in der Tabelle 9 den Korrekturfaktor durchgehend 1.

Betrachtungsdauer und Korrekturfaktor

<i>Förderbeiträge</i>	Unter „Förderbeiträge“ sind die durch das BFE und durch andere Stellen gesprochenen Subventionen vermerkt, sofern sie aus den Unterlagen hervorgehen. Diese Angabe ist gemäss unserem Wissensstand vollständig.	
<i>Standardisierte Berechnungsmethode für Wärmegestehungspreis etc.</i>	Wie bereits erwähnt, waren wir bestrebt, in der Uebersichtstabelle Datenvergleichbarkeit zu erzielen. Zu diesem Zweck wurde die Berechnung der Wärmegestehungs- und Verteilkosten standardisiert. Dabei wurden als Ausgangsgrössen die von den Gesuchstellern genannten Kosten- und Energieverkaufsprognosen benutzt. Der Berechnungsgang wird im folgenden skizziert.	
<i>Verluste nicht berücksichtigt</i>	Auf tretende Verluste bei Produktion und Verteilung werden nicht berücksichtigt. Bei den BHKW und den Wärmepumpen werden die folgenden Verhältnisse angenommen:	
<i>Betriebsparameter für BHKW und Wärmepumpen</i>	BHKW: Wirkungsgrad = 33 % (E mech / E Treibstoff) (Wärmeproduktion = 67 %) Wärmepumpen: Jahresarbeitszahl JAZ = 3.0 (E therm / E mech)	
<i>Idealisierter Betrieb für BHKW-WP-Kombination</i>	Falls für BHKW – WP-Gruppen in den Unterlagen nichts anderes vermerkt ist, nahmen wir an, dass die gesamte durch das BHKW produzierte mechanische Energie verlustfrei zum Betrieb der Wärmepumpe verwendet würde. Für die Berechnung der jährlichen Energiekosten fanden die folgenden Brennstoffpreise Verwendung:	
<i>Brennstoff- und Strompreise</i>	Holzschnitzel: Umweltwärme: Elektrizität: Gas: Heizöl extra leicht, HEL:	40 Fr./MWh 0 Fr./MWh 110 Fr./MWh 50 Fr./MWh 30 Fr./MWh
<i>Vergünstigungen nicht berücksichtigt</i>	Zum Teil können Wärmepumpenbetreiber von vergünstigten Stromtarifen profitieren. Dies wurde jedoch bei den einzelnen diskutierten Anlagen nicht berücksichtigt, um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten.	

Die Kapitalkosten für die Wärmeerzeugung und das Verteilnetz berechnen sich unter Berücksichtigung der folgenden Annahmen:

Berechnung der Kapitalkosten

Kapitalzins:	4,5 %/a
Amortisationsdauer Wärmeerzeugung (Technik)	15 a
Amortisationsdauer Verteilung (Tiefbau, Rohre)	30 a

Für die Berechnung der Jahreskosten für Unterhalt und Betrieb wurden die folgenden Sätze zugrundegelegt:

Berechnung der Jahreskosten für Unterhalt und Betrieb

Wärmeerzeugung (Technik)	2,0 %/a
Wärmeverteilung (Tiefbau, Rohrleitungen)	0,5 %/a

Die Summe aus Brennstoff-, Kapital- und Unterhaltskosten führt zusammen mit der deklarierten jährlich umgesetzten Wärmemenge zum Gestehungspreis. Der Anteil der Verteilung an den Kosten ist zusätzlich ausgewiesen.

Wärmegestehungskosten

Verteilkosten

Als wichtige Kennzahl zur Charakterisierung der Netze ist die installierte Leistung pro Laufmeter und die installierte Leistung pro Hektare berechnet. Da die Flächenangaben nur für wenige Anlagen eruierbar waren, ist die Angabe der letzteren Zahl nicht vollständig.

Installierte Leistung pro Laufmeter

3.1.4 Erste Analyse der Übersicht

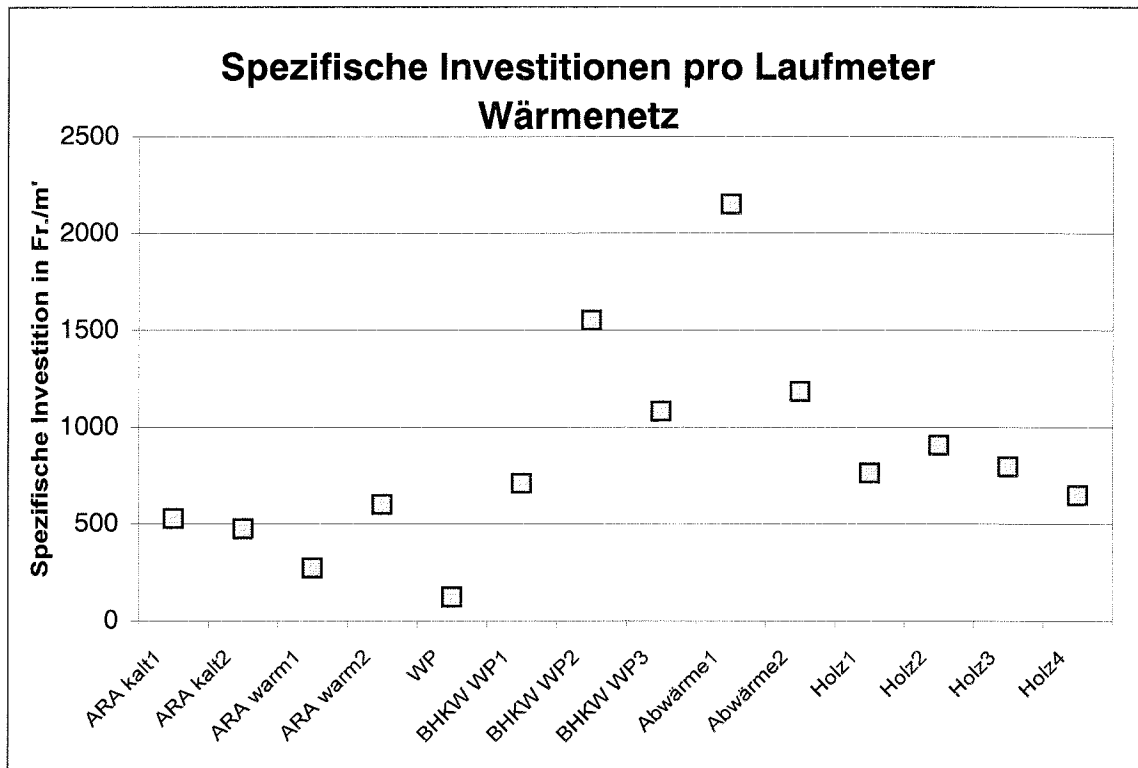
Spezifische Einzelfälle nur bedingt vergleichbar

Wir vergleichen im folgenden einige Grössen aus Tabelle 9. Die Interpretation dieser Ergebnisse ist teilweise schwierig, da es sich bei den einzelnen Anlagen um sehr unterschiedliche Objekte bezüglich Bezügerstruktur, Art der Leitungen (warme Verteilung, kalte Verteilung, Stichleitungen, Netze), Charakteristik der Netze (Dezentrale oder zentrale Wärmeerzeugung oder Spitzenkessel), genutzte Energien, Verwendungszweck der Wärme (Prozesse, Heizung und Warmwasser), Überbauungsformen (dichtes Stadtgebiet bedingt hohe Baukosten Netz, ländliches unbebautes Gebiet ergibt günstige Verlegung der Rohre) und weitere Eigenheiten handelt. Kurz, die betrachteten Fälle sind meist ganz spezifische Einzelfälle mit nur bedingt vergleichbaren Strukturen. Aus der Auswertung werden trotzdem einige Trends ersichtlich.

Investitionen

Erhebliche Unterschiede

Wenn wir die spezifischen Investitionen pro Laufmeter Wärmenetz betrachten ergeben sich erhebliche Unterschiede. Die uns zur Verfügung stehenden Werte schwanken zwischen (unrealistischen) 120 Fr./m' bei einer kleinen Wärmeverteilung zwischen 4 Mehrfamilienhäusern und 2150 Fr./m' für die Wärmeverteilung ab KVA.



Figur 5: Investitionen pro Laufmeter Wärmenetz.

Die Kosten bei den Holzfeuerungen liegen relativ nahe beieinander. Diese sind eher in ländlichem Bereich situiert und versorgen jeweils einige grössere Bauten (Werkhof, Altersheim) und einige MFH sowie vereinzelt auch EFH, sie sind also direkt miteinander vergleichbar.

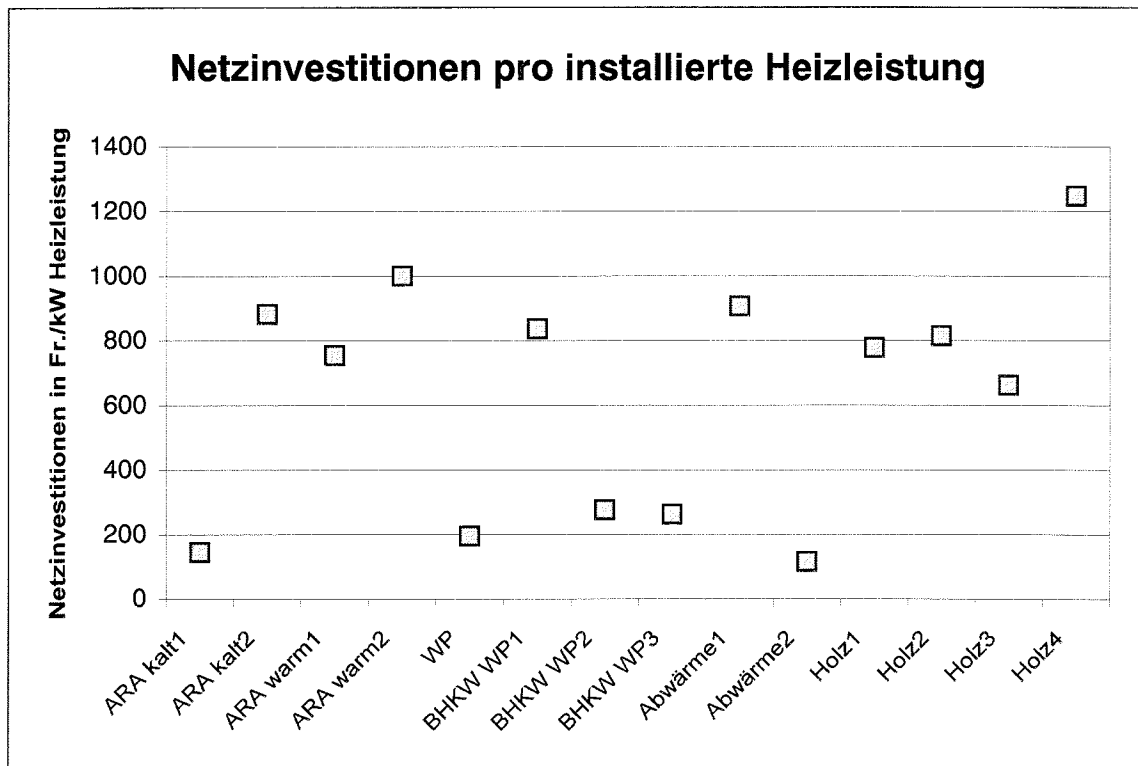
Bei den tiefsten Werten (ARA warm 1: Thun) handelt es sich um eine Stichleitung entlang einer Strasse in unüberbautem Gebiet. Bei der WP (Husrüti) handelt es sich um den Zusammenschluss von 4 MFH, die günstigen Kosten könnten auch mit der Abgrenzung zwischen hausinterner und hausernter Wärmeverteilung zusammenhängen.

Tiefste Werte

Der Unterschied bei den kalten Wärmeverteilungen (ARA kalt 1: Wipkingen; ARA kalt 2: Muri) liegt bei den unterschiedlichen Baukosten für innerstädtische und ländliche Netze.

Unterschied bei kalten Wärmeverteilungen

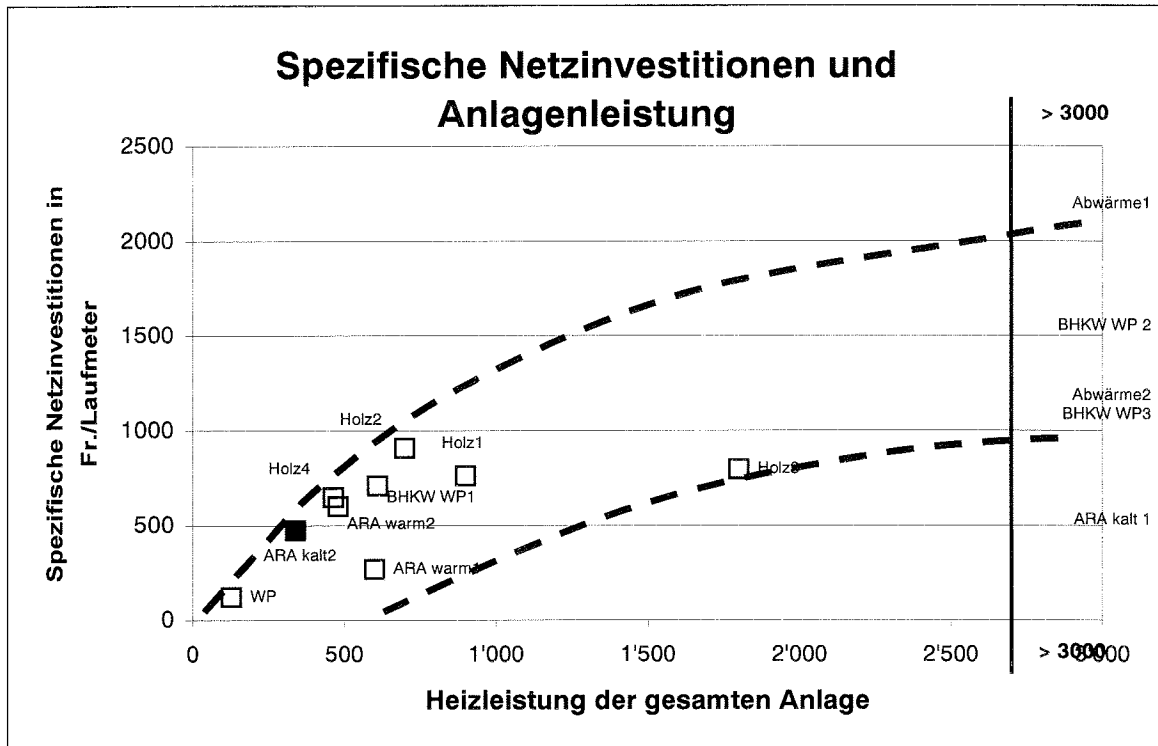
Betrachten wir die Netzinvestitionen im Verhältnis zur Heizleistung der gesamten Anlage sehen wir deutliche Unterschiede.



Figur 6: Investitionen pro installierte Heizleistung

Diese Unterschiede sind nur teilweise mit unterschiedlichen Erstellungskosten von Wärmenetzen in dicht, weniger dicht oder unbebautem Gebiet erklärbar. Wichtiger ist die spezifische Wärmeverbrauchsichte des versorgten Gebietes.

In Figur 7 sind die spezifischen Netzinvestitionen als Funktion der Anlagegrösse dargestellt. Sie korrelieren relativ gut.



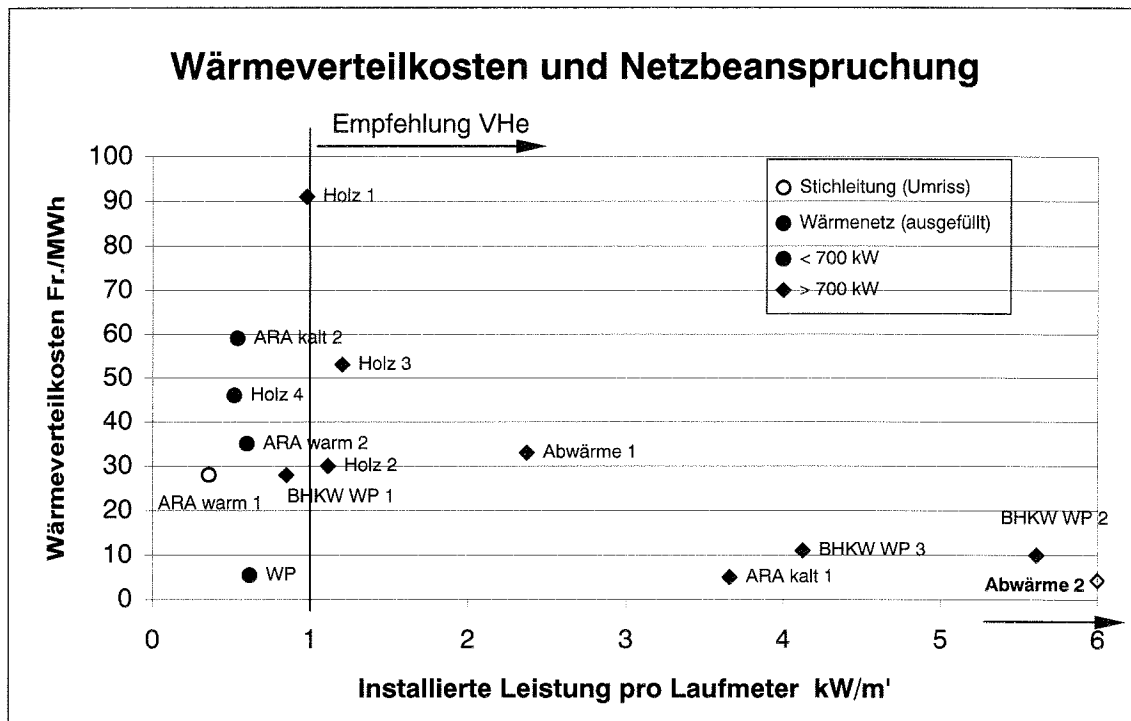
Figur 7: Spezifische Investitionen und Gesamtleistung der jeweiligen Anlage

Bei grösseren Anlagen werden dickere Wärmeverteilungen eingebaut werden, diese sind teurer. Es ist aber auch sichtbar, dass Stichleitungen günstiger sind als Netze vergleichbarer Grösse (ARA warm1 und Holz2; Abwärme1 und Abwärme2).

Wärmeverteilungskosten

Für den resultierenden Wärmepreis entscheidend ist der Anteil der Verteilkosten an den gesamten Wärmegestehungskosten. Nachfolgende Figur zeigt die Wärmeverteilungskosten in Abhängigkeit der spezifischen Netzleistung, ausgedrückt in kW/Laufmeter m':

Anteil der Verteilkosten an den gesamten Wärmegestehungskosten



Empfehlung VHe: Der VHe empfiehlt bei seinen "Eckdaten für wirtschaftliche Holzenergieprojekte" eine minimale Leistungsdichte von 1 kW/m' Leitungsnetz.

Figur 8: Vergleich von Wärmeverteilungskosten und der installierten Leistung pro Trasseemeter Wärmeverteilung.

Wärmeverteilungskosten schwanken stark

Die Wärmeverteilungskosten schwanken relativ stark und liegen zwischen 5 Fr./MWh und rund 90 Fr./MWh . "Netze" die nur aus einer Stichleitung bestehen sind tendenziell günstiger als Netze mit zahlreichen Bezügern.

Kleine Netze: höhere Verteilungskosten

Kleine Netze (in obiger Figur ziehen wir eine Grenze bei 700 kW) haben tendenziell höhere Verteilungskosten, es gibt aber auch Ausnahmen. (beispielsweise WP welche lediglich 4 MFH verbindet).

Basis für durchschnittliche Wärmeverteilungskosten

Das Ressort Industrie von ENERGIE 2000 geht heute von durchschnittlichen Wärmeverteilungskosten von rund 40 Fr./MWh aus und möchte diese auf 20 Fr./MWh senken. Beispiele mit derart geringen Wärmeverteilungskosten gibt es bereits mit der heutigen konventionellen Bauweise, es handelt sich aber tendenziell um grössere Anlagen mit mehreren MW Anlagenleistung (BHKW WP 2 und 3).

Netze mit Wärmeverteilungskosten von über 60 Fr./MWh die nicht mit "Gratisabwärme" sondern mit Endenergieträgern wie Erdgas, Energieholz etc. beheizt werden, dürften erhebliche wirtschaftliche Schwierigkeiten haben ihre Wärme zu einem halbwegs konkurrenzfähigen Arbeitspreis von ca 100-120 Fr./MWh abzusetzen.

*Wärmeverteilungskosten
> 60 Fr./MWh*

Diese wirtschaftlichen Schwierigkeiten werden durch die Förderbeiträge von Bund, Kanton und Gemeinden teilweise reduziert. (Man beachte auch Kapitel 4 Förderung der Wärmenetze).

Förderbeiträge

Planungsfirmen

Die Qualität der Planungsfirmen ist für die Erreichung der wirtschaftlichen und technischen Qualitätsziele wichtig. Die Stichprobe von 15 Anlagen ist relativ klein für gesicherte Aussagen über die Vergabe von NFN an Ingenieurunternehmen. Es sind aber mit der entsprechenden Vorsicht folgende Tendenzen sichtbar:

*Stichprobenumfang
relativ klein*

- Kleine Anlagen werden von kleinen lokalen Firmen erstellt
- Sehr grosse Anlagen werden von bekannten und erfahrenen Firmen erstellt.
- Holzenergieanlagen werden ebenfalls von eher kleinen und lokalen Firmen geplant und erstellt.

Aus der in Tabelle 9 vorgenommenen Übersicht sind nicht sämtliche für die Fragestellung dieser Untersuchung nötigen Grundlagen ersichtlich. Im Anhang werden deshalb einige Anlagen detailliert untersucht.

3.2 Vertiefte Abklärungen ausgewählter NFN

Aus der vorhergehenden Übersicht wurden einige Anlagen herausgegriffen und präziser beschrieben. Zu diesem Zweck wurde mit den entsprechenden Gesuchstellern jeweils ein Interview geführt, in dem die folgenden Punkte erörtert wurden:

*Einige Anlagen aus
vorhergehender
Übersicht*

- Sind die technischen Daten des Versorgungsnetzes, die seinerzeit in dem Gesuch an das BFE erwähnt wurden, noch aktuell?

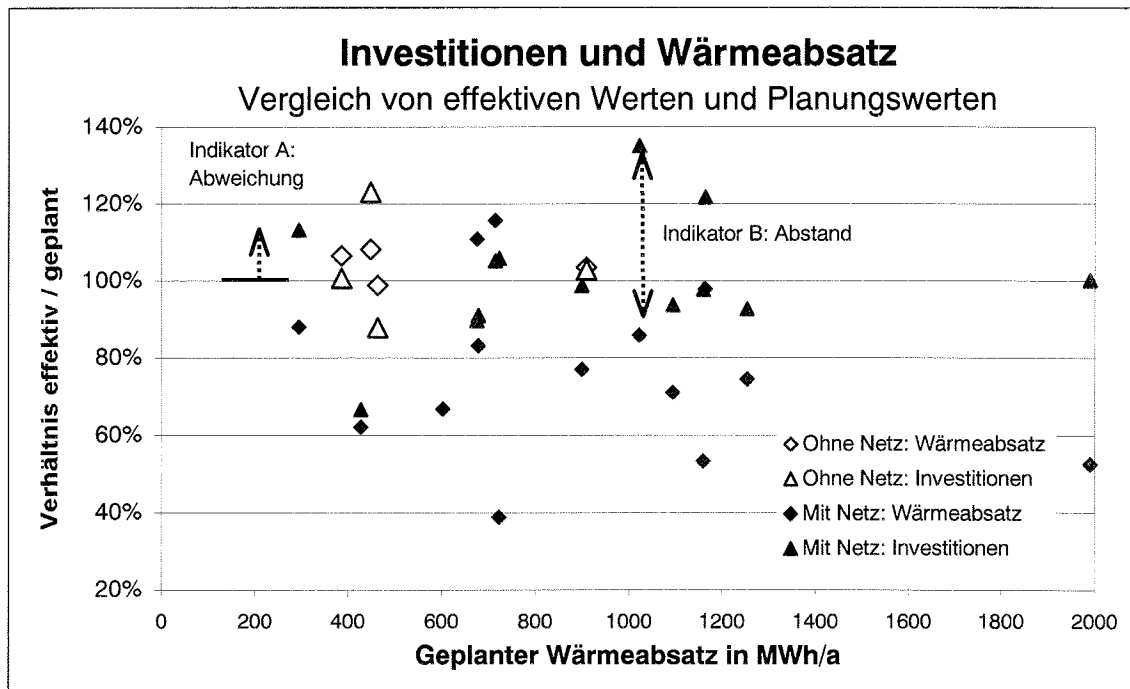
Fragenkatalog

- Wie kann in Zukunft auf Änderungen in der Wärmenachfrage reagiert werden? Sind weitere Netzausbauten geplant?
- Wie verhalten sich die tatsächlichen Kosten zu den budgetierten?
- Bewährt sich die gewählte Firmenstruktur?
- Betriebswirtschaftliche Aspekte: Tarifstruktur, Gestehungspreis der Wärme, Eigenheiten der Finanzierung.
- Förderung
- Erfolgsfaktoren und Hemmnisse

Die Ergebnisse der Interviews sind im Anhang detailliert aufgeführt, die Schlussfolgerungen sind im Kapitel 3.5 integriert.

3.3 Vergleich von Planungs- und effektiven Betriebsdaten bei Holzfeuerungen

Der VHe verglich Anfang dieses Jahres die Planungs- und effektiven Betriebsdaten von 20 neueren Holzfeuerungen, teilweise mit und teilweise ohne Wärmenetze. Diese Zahlen geben einen recht guten Einblick in die Planungsqualität von Wärmenetzen. Wir unterteilen diese Untersuchung in Anlagen mit und ohne Wärmenetz:



Quelle: VHe

Bemerkung: Aus dem geplanten Wärmeabsatz lässt sich durch Division mit 2 die ungefähre Leistung der Anlage (in kW) abschätzen (Annahme 2000 Vollaststunden, besser wäre eine Annahme von ca. 1800 Std.). Die betrachteten Anlagen verfügen also über eine Leistung von 200 bis 1000 kW

Figur 9: Holzfeuerungen mit zugehörigem Wärmenetz und ohne zugehörigem Wärmenetz: Vergleich von effektiven und geplanten Investitionen sowie effektiven und geplanten Wärmeabsatz als Indikatoren für die Planungsqualität anhand von 20 Beispielen.

Die Figur zeigt deutliche Unterschiede zwischen Anlagen mit Wärmenetzen und Anlagen ohne Wärmenetze. Anlagen mit einer hohen Planungsqualität (und damit vermiedenen negativen Überraschungen bezüglich betriebswirtschaftlicher Kosten/Ertragssituation) zeichnen sich durch folgende Indikatoren aus:

Unterschiede zwischen Anlagen mit und ohne Wärmenutzung

- A. Das Verhältnis von effektiven zu geplanten Grössen liegt sowohl bei den Investitionen (Indikator für Kosten) wie beim Wärmeabsatz (Indikator für Erträge) möglichst nahe bei 100%. (Abstand von 100% möglichst klein)
- B. Bei Abweichungen von der Zielgrösse 100% müssen obige Verhältnisgrössen effektiv/geplant sowohl bei den Investitionen und

beim Wärmeabsatz in einer ähnlichen Größenordnung³ liegen.
(Relativer Abstand möglichst gering)

Verminderter Wärmeabsatz

Besonders dramatisch wird die Situation einer Anlage bei einer Überschreitung der geplanten Investitionen bei geringerem Wärmeabsatz (Beispielsweise bei der Anlage bei Indikator B).

Aus Figur 9 lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

Heizanlagen ohne Wärmenetz: Planungsqualität besser

- Bei normalen Heizanlagen ohne Wärmenetz kann die Planungsqualität als deutlich besser bezeichnet werden als bei Anlagen mit Wärmenetz. Das Verhältnis von effektiven zu geplanten Werten liegt näher bei 100%. Die Aufgabe ist aber auch einfacher als bei einer Anlage mit Wärmenetz.

Wärmeabsatz nur selten erreicht

- Bei fast allen Wärmenetzen wird der geplante Wärmeabsatz (und damit Erträge aus dem Wärmeverkauf) nicht erreicht. Dafür sind zwei unterschiedliche Gründe möglich. Entweder wird die Anschlusswilligkeit oder das Anschlusstempo der vorgesehenen Bezüger nicht erreicht oder der bei bestehenden Bauten ermittelte zukünftige Wärmeabsatz der Bezüger wird überschätzt.

Eine schlechte Planungsqualität bei einer Anlage mit Wärmenetz hat in der Regel bedeutend höhere negative finanzielle Auswirkungen, da über etliche Jahre keine Kostendeckung erreicht werden kann.

3.4 Untersuchungen zu den betriebswirtschaftlichen Schwierigkeiten von NFN

Im folgenden fassen wir kurz die Ergebnisse von [Thoma/Renz 97] zusammen. Die Autoren fassen die wichtigsten "Kernfehler" bei Aufbau und Betrieb von NFN wie folgt zusammen:

³ Es ist im Verlauf eines Projektes oft mit Änderungen zu rechnen, diese müssen aber sowohl bei der Kosten- wie bei der Ertragsseite auftreten.

"Kernfehler"	Tätigkeitsbereich				
	Kapital und Finan- zen	Absatz und Marke- ting	Produk- tion, Qualität	Unterneh- mens- führung	Recht und Organi- sation
Von der Unternehmensführung und deren personellen Zusammensetzung wird nicht die zwingend erforderliche Professionalität gefordert; entsprechend fehlt auch ein marktgerechtes und marktgerechtes Tun und Handeln des Management					
Festgestelltes ungenügendes Sachverständnis und Wissen (z.B. Marketing, Recht) werden nicht bedarfsgerecht verbessert bez. durch Beizug Dritter entsprechend erweitert.					
Das "Unternehmen" und dessen Führung ver-kennt die unternehmerische Bedeutung und auch die Wirkungen der Unternehmensziele im kurz-, mittel- und langzeitlichen Zeitraster					
Der zwingenden Erzielung des notwendigen Umsatzes zum entsprechenden Zeitpunkt wird ungenügende Nachachtung verschafft.					
Umwelt- und energiepolitischen Forderungen des Umfeldes wird unzureichende Be- und Nachachtung verschafft.					
Der wirtschaftlich notwendigen Marge wird in der (Wärme-/Energie-)Preisgestaltung nicht der ihr zukommende Stellenwert beigemessen.					
Der Eigenkapitalbasis wird gegenüber dem Investitionsvolumen nicht adäquat und nicht zeitgerecht Rechnung getragen					
Dem imperativen Wärme- (Energie-)Absatz zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Ort wird seitens der Führung und Durchführung nicht entsprechend Nachdruck verschafft.					
Der Kapitalrentabilität wird ungenügend Nachachtung verschafft					
Dem auf Zeit nötigen Bedarf (als Mittel zum Zweck) an Qualität und Quantität werden nicht angemessen, d.h. im Einkauf und Betrieb zu teure Technologien und Techniken eingesetzt.					

Tabelle 10: Die 10 "Kernfehler" des Managements von NFN gemäss [Thoma/Renz 97]

3.5 Schlussfolgerungen aufgrund der untersuchten Anlagen

Wir versuchen aufgrund der besuchten Anlagen und der Auswertung aus Kapitel 3.1 folgende Fragestellungen zu klären:

Planungsqualität:

Wie ist das Verhältnis von geplanten Vorhaben zur realisierten Anlage bezüglich Kosten und bezüglich Wärmeabsatz?

Zukunftsfähigkeit:

Wo liegen die Risiken der Anlagen, wie wird sich der zukünftige Wärmebedarf entwickeln, besteht eine sinnvolle Etappierung der Anlage?

Hemmnisse und aktuelle Problemstellungen :

Sind besondere Schwierigkeiten während der Planung, Realisierung oder Betrieb aufgetreten?

Zu den einzelnen Punkten:

Planungsqualität

*Holzfeuerungen:
deutliche Unterschiede zu den
Planwerten*

Während bei Holzfeuerungen bei relativ vielen Anlagen deutliche Unterschiede zwischen Planwerten und effektiven Werten, bei den Kosten wie beim Wärmeabsatz, auftreten, sind bei den Abwärmeprojekten die Kosten meist unterschritten worden. Bei der Abwärmennutzung in Zürich Wipkingen steht heute hingegen ein völlig anderes Projekt als ursprünglich vorgesehen (kalte Verteilung mit dezentralen Wärmepumpen gegenüber einer zentralen Lösung mit warmer Verteilung).

*Tempo des Ausbaus
überschätzt*

Bei den Netzanlagen mit einem schrittweisen Ausbau wird bei sämtlichen Anlagen das Tempo des Ausbaus bzw. des Anschlusses der Gebäude überschätzt, beispielsweise weil eine vorgesehene Überbauung erst später realisiert wird. Sofern die Anlage wie in Arbon mit einem stufenweisen Ausbau der Versorgungsleitungen **und** der Heizzentrale gebaut wird, entstehen dadurch auch keine Ertragsprobleme. Bei einem Ausbau wie in Beromünster, wo nach 4 Betriebsjahren nicht einmal ein Drittel der Kapazitäten genutzt werden kann entstehen schwerwiegende finanzielle Probleme.

*Bei stufenweisem
Ausbau keine Er-
tragsprobleme*

Bei den vertieft untersuchten Beispielen konnten die prognostizierten Kosten eingehalten bzw. unterschritten werden (Ausnahme Zürich mit anderem Projekt). Die von professionellen Contractoren erstellten Anlagen (BHKW WP 2 / ADEV und ARA kalt 1 / EWZ) weisen besonders günstige Wärmegestehungskosten auf. Dies kann darauf hindeuten, dass mit einem professionellen Baumanagement erheblich Kosten gespart werden können und Investitionen in NFN weniger blauäugig getätigt werden.

Professionelle Contractoren: günstige Wärmegestehungskosten

Zukunftsfähigkeit:

Die Zukunftsfähigkeit der Anlagen wird durch 3 Faktoren wesentlich beeinflusst:

3 Faktoren

- durch eine langfristige Sicherstellung des Wärmebezugs bei den Hauptbezügern
- durch eine möglicherweise deutliche Reduktion des Wärmebezugs in den nächsten Jahren aufgrund von Gebäudesanierungen
- durch ein Anlagenkonzept das genügend flexibel ist um auf Veränderungen zu reagieren (geschickte Etappierung, flexible Systeme)

Bei den Stichleitungen ist der Absprung des Wärmebezügers besonders dramatisch, der Wärmeabsatz sinkt auf 0. Die Anlage in Thun hat einen festen Liefervertrag auf 15 Jahre mit Sommer- und Winterbezug (Sportzentrum). Die industrielle Wärmeversorgung Kani – Bally steht und fällt mit dem Industriebetrieb Bally und dessen Standortpolitik. Die Zukunft dieser Anlage hängt von dessen Wärmebezügen ab.

Stichleitungen

Kleine Anlagen werden spezifisch für einige wenige Wärmebezüger erstellt. Sie sind meist von Anfang an voll ausgelastet und beheizen Neubauten mit einem über die nächsten Jahre bzw. Jahrzehnte etwa gleichbleibenden Wärmebedarf. Für die Zukunft sind keine relevanten Probleme zu erwarten.

Kleine Anlagen

Wärmenetze mit Schnitzelfeuerungen werden eher in ländlichen Gebieten erstellt. Die Wärmeverteilungskosten sind aufgrund der geringeren baulichen Dichte deutlich höher. Meist sind sie nach einem ähnlichen Muster aufgebaut, indem sie einige grössere bestehende öffentliche Bauten (Schulhaus, Altersheim etc.) versorgen und auf dem Weg dazwischen weitere kleiner Objekte "mitnehmen". Teilweise sind auch noch unüberbaute Gebiete für einen Anschluss vorgesehen. Dieses System ist sehr anfällig auf Veränderungen des Wärmeabsatzes

Wärmenetze in ländlichen Gebieten

durch bauliche Sanierungen. Es können meist keine bedeutenden zusätzlichen Wärmebezüge gewonnen werden. Die Zukunftsfähigkeit dieser Anlagen muss als kritisch bezeichnet werden.

Grössere, städtische NFN

Anders sieht es bei den Abwärmeprojekten mit mehreren Bauten aus. Die kleineren wurden zusammen mit neuen Bauten realisiert (BHKW WP1, WP) und können für die nächsten 20 Jahre mit einem ähnlichen Wärmeabsatz rechnen.

Die grösseren Wärmeverbunde (ARA kalt1, BHKW WP 2 und 3) verbinden mehrere grosse und nahe beieinanderliegende Bauten mit hohem Energieverbrauch. Durch eine wärmetechnische Sanierung wird der Energiebedarf deutlich sinken. Aufgrund der geringen Wärmeverteilkosten und der Möglichkeit zukünftig weitere potente Wärmebezüge in der Nähe zu gewinnen sehen wir hier keine ernsthaften Probleme für die fernere Zukunft. Die Systeme können deshalb als flexibel bezeichnet werden.

Etappierte NFN

Obwohl ARA warm 2 eine ähnliche Charakteristik wie die Holzenergie-Wärmeverbunde aufweist (öffentliche Bauten, geringe bauliche Dichte, zukünftig weitere kleinere Bezüge oder Neubausiedlung) sind durch eine günstige Etappierung von Wärmezentrale und Verteilsystem ebenfalls keine schwerwiegenden Probleme zu erwarten.

Schwierigkeiten und aktuelle Problemstellungen

Betriebswirtschaftliche Schwierigkeiten

Viele der NFN haben betriebswirtschaftliche Schwierigkeiten. Die Gründe und der Umfang sind in [Thoma/Renz 1997] dargestellt. Wir gehen im weiteren nicht mehr darauf ein.

Schwierigkeiten der Detailliert untersuchte Anlagen

Bei den detailliert untersuchten Anlagen zeigten sich neben vereinzelten technischen Schwierigkeiten aufgrund des Pilotcharakters des Systems folgende Schwierigkeiten bei der Realisierung:

Zeitliche Komponenten

Die zeitlichen Komponenten der Realisierung eines NFN sind relativ komplex, verschiedene Faktoren müssen mehr oder weniger zeitgleich eintreffen, beispielsweise die Sanierung von Heizungen bei bestehenden Bauten, eine mögliche Sanierung der Abwärmequelle (ARA, Abwasserkanal), Neubauvorhaben innert nützlicher Frist im vorgesehenen Versorgungsgebiet, die Dauer von politischen Entscheidungsprozessen etc.

Die Finanzierung bereitet Schwierigkeiten. Teilweise konnten die gesetzlichen Vorgaben für die Abschreibungssätze für kommunale Investitionen durch die Gründung einer Wärmevertrieb AG umgangen werden.

Finanzierung

Die realisierten Anlagen sehen heute teilweise ganz anders aus als ursprünglich geplant. Man geht von einer möglichen Versorgungsvariante aus, ermittelt die Kosten und reicht ein Fördergesuch ein. Darauf basierend kann den potentiellen Kunden ein Angebot mit verbindlichem Wärmepreis unterbreitet werden. Bei einer allfälligen Ablehnung sieht die Wirtschaftlichkeit des Projektes wieder anders aus, auch die Förderbeiträge müssten deshalb nochmals abgeklärt werden. Hier wären Vereinfachungen durch pauschalisierte Beitragssätze möglich.

Planungsrevisionen

*Neufestsetzung von
Förderbeiträgen*

4. Förderung der Wärmenetze

4.1 Strategie, Fördermodelle und Mitteleinsatz

Bund und Kantone kennen unterschiedliche Modelle für die Gewährung von finanziellen Beiträgen an Wärmenetze. Im Rahmen von Pilot- und Demonstrationsanlagen werden ebenfalls eine grössere Anzahl von Wärmenetzen finanziell unterstützt. Da wir vor allem das "Massengeschäft" betrachten wollen, konzentrieren wir uns hier auf bereits bewährte Technologien (Holz, ARA, Industrie etc.).

Unterschiedliche Modelle

4.1.1 Strategie und Organisation

Aktivitäten des Bundes

Die Förderung auf **Bundesstufe** ist nach einzelnen Energieträgern organisiert und lässt sich in folgende Kategorien unterteilen:

Bund: Förderung nach Energieträgern gegliedert

- KVA-, ARA- und Industrie-Abwärme sowie für WKK und Wärmepumpen mit Umgebungswärme:
Zur Hauptsache werden Investitionsbeiträge auf der Grundlage der "nichtamortisierbaren Mehrkosten" über die Lebensdauer einer Anlage gewährt. Ausnahmsweise werden auch Beiträge an Vorstudien gesprochen. Es bestehen auch Pauschalansätze pro genutzte Abwärme, diese führen aber eher zu tieferen Beiträgen.
- Energieholz:
Pauschalbeiträge als Investitionsbeitrag an NFN. Bemessungsgrundlage ist die voraussichtlich transportierte Energieeinheit (MWh)

Betrachten wir die einzelnen Energieträger ergibt sich folgendes Bild.

KVA-Abwärme

Zurzeit sind 11 Projekte für Netzausbauten oder neue Abwärmenetze in Arbeit. Es werden noch etwa 3-4 neue Projekte dazustossen.

Netzausbauten, neue Netze

*Aktornetzwerk
E2000*

ARA-Abwärme

Die Förderung der Abwärmenutzung aus ARA ist durch ein sogenanntes Aktornetzwerk relativ stark in das Ressort Regenerierbare von ENERGIE 2000 eingebunden. Es wird eine unabhängige Beratung sowie Co-Finanzierungen von Grobanalysen und Vorstudien angeboten. Die Investitionsbeiträge bemessen sich an den nichtamortisierbaren Mehrkosten.

Kein offensives Marketing

Industrieabwärme

Es findet im Gegensatz zur Förderung der ARA-Abwärmenutzung kein offensives Marketing mit aktiver Motivation der potentiellen Anlagenbesitzer statt. Die Investitionsbeiträge orientieren sich an den nichtamortisierbaren Mehrkosten gemäss untenstehendem Modell.

Kein offensives Marketing

Grosswärmepumpen

Das Zielpublikum ist unklar, deshalb gleiches Vorgehen wie bei der Industrieabwärme. Die Investitionsbeiträge orientieren sich an den nichtamortisierbaren Mehrkosten gemäss untenstehendem Modell.

Anlagen ohne Wärmenetz im Vordergrund

WKK

Bei der Förderung der WKK-Anlagen stehen Anlagen ohne Wärmenetz im Vordergrund, insbesondere grössere industrielle Anlagen in der Industrie.

Aktive Förderung und Motivation

Energieholz

Hier findet eine sehr aktive Förderung und Motivation statt. Im Auftrag des Ressorts ENERGIE 2000 ist die VHe auf vielen Ebenen aktiv: Marketing (push und pull Strategien), Beratung, Beurteilung von Fördergesuchen, Arbeitshilfen, Tage der offenen Tür etc. etc. Die Investitionsbeiträge beruhen zur Hauptsache auf einem eigenen Modell mit Pauschalbeiträgen pro produzierte Wärmemenge. Die Beiträge liegen durchschnittlich bei rund 17% der Mehrkosten. Es werden auch Beiträge für P+D-Anlagen zugesichert. Zielpublikum sind in erster Linie die öffentliche Hand (Gemeinden), Holzkorporationen sowie Holzverarbeitende Betriebe, nach Möglichkeit werden aber auch private Bauherrschaften unterstützt.

Eigene Programme und finanzielle Mittel

Aktivitäten der Kantone

Die Kantone verfügen ebenfalls über eigene Programme und finanzielle Mittel und unterstützen die Realisierung von Wärmenetzen. Die

finanziellen Beiträge werden meist in Form von Investitionsbeiträgen gewährt.

4.1.2 Fördermodelle und eingesetzte Mittel

Die Investitionsbeiträge des Bundes für KVA-, ARA- und Industrieabwärme sowie für WKK und Wärmepumpen mit Umgebungswärme bemessen sich nach folgender Formel:

Nichtamortisierbare Mehrkosten

$$= \Delta \text{ Investition} + (\Delta \text{ Energiekosten} + \Delta \text{ Betriebskosten}) \cdot \text{Lebensdauer} \cdot \text{Korrekturfaktor}$$

$$\text{Investitionsbeitrag} = \text{ca. 30\% der nichtamortisierbaren Mehrkosten}$$

wobei

Δ = Differenz von Pilot/Demoanlage und konventioneller Anlage (p/d – konv.)

Korrekturfaktor = 0,33 bei Pilotanlagen
0,66 bei Demo- und Subventionsanlagen

- 1) Unter der Voraussetzung dass die Energie- und Betriebskostendifferenz negativ ist (Regelfall ist, dass höhere Investitionen aber weniger Energiekosten anfallen.). Ist diese Differenz positiv betragen die Korrekturfaktoren 0,66 für Pilotanlagen und 0,33 für Demo- und Subventionsanlagen

Figur 10: Formel zur Berechnung des Investitionsbeitrages des Bundes

Bei dieser Berechnung werden die Investitionen in die Wärmeverteilung sowie deren Unterhalt in der Regel wie alle anderen Anlagekomponenten behandelt. Bei einem der untersuchten Beispielen wurde auch für das Wärmenetz von einer Amortisationsdauer von 15 Jahren ausgegangen. In Ausnahmefällen werden auch finanzielle Beiträge an Vorstudien ausgerichtet.

*Amortisationsdauer
15 Jahre für alle
Investitionstypen*

Beim Energieholz werden die Förderbeiträge für die Feuerung und die Wärmeverteilung separat ermittelt. Die Höhe des Finanzbeitrages beruht im Gegensatz zu obigen Investitionsbeiträgen auf der voraussichtlich verteilten Wärmemenge gemäss folgender Formel:

*Energieholz: Siehe
Formel*

Investitionsbeitrag = Im Endausbau eingespiesene Wärmemenge [MWh/a] • Beitragssatz [Fr./MWh] • Korrekturfaktor Grösse • Korrekturfaktor lineare Kürzung

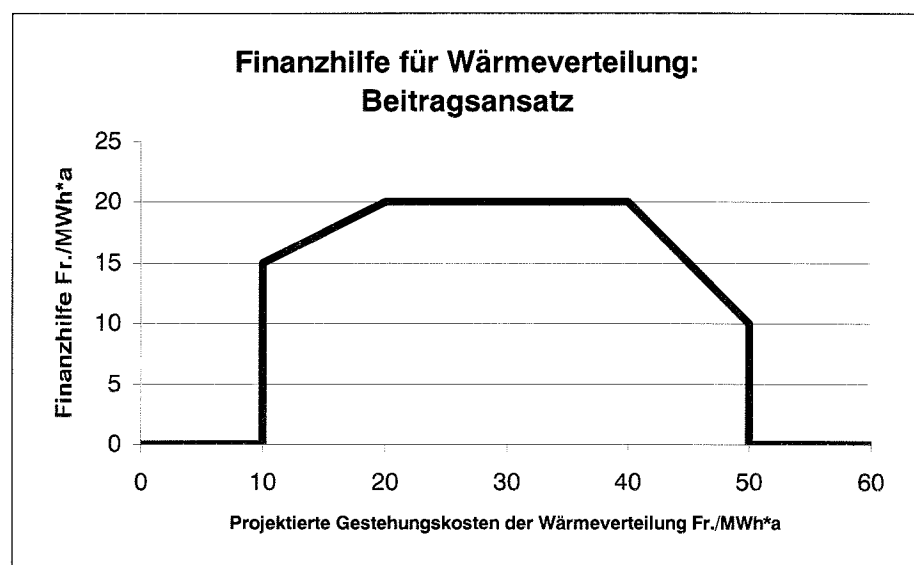
wobei

Korrekturfaktor Grösse: kleine Anlage (100 kW) = 1,00

grosse Anlage (3 000 kW) = 0,88

Figur 11: Formel zur Berechnung des Investitionsbeitrages des Bundes

Der Beitragssatz errechnet sich gemäss nachfolgender Figur:



Figur 12: Finanzhilfen an Wärmenetze bei Holzfeuerungen.

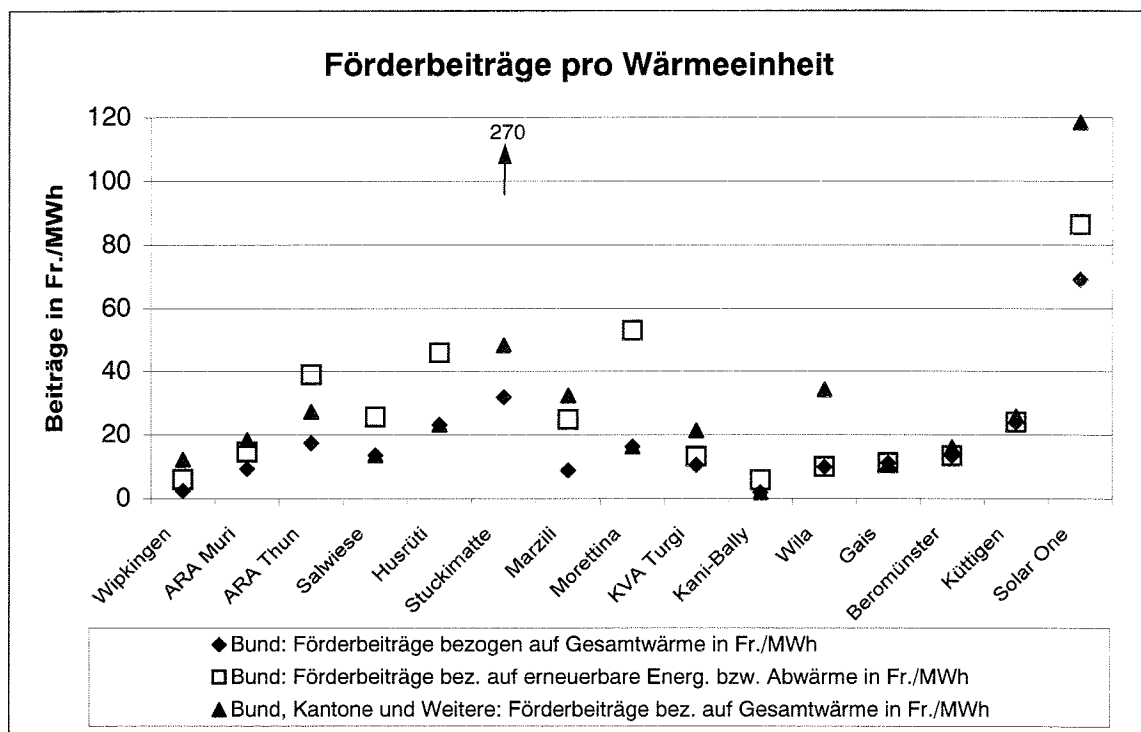
Zusätzlich werden Beiträge sowohl für die Holzfeuerung und für allfällige Schnitzelversorgungseinrichtungen gewährt.

Förderung durch den Bund 1992 bis 1998: 22,5 Mio Fr.

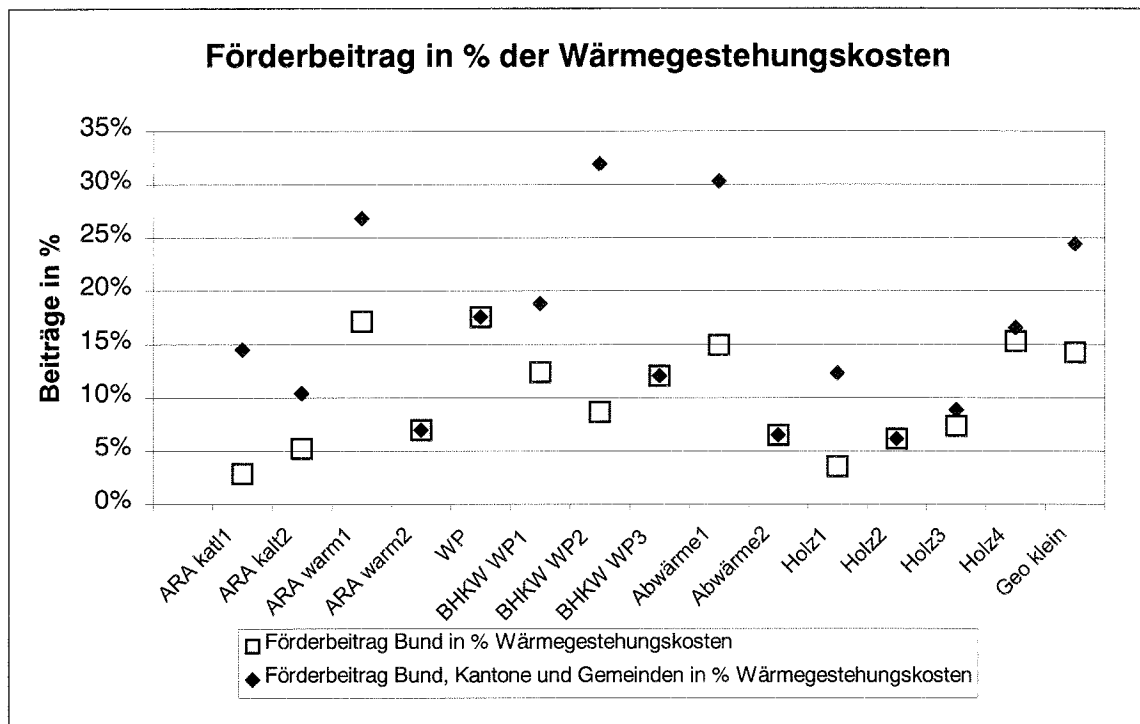
Der Bund setzt jährlich für die Abwärmenutzung ca. 5,5 Mio Fr. ein. Für die Förderung von Holzenergieprojekten wurden im Zeitraum 1992 bis März 1998 rund 22,5 Mio Fr. eingesetzt, was etwa weiteren 3,75 Mio Fr./a entspricht.

4.2 Umfang und Wirkung bei den untersuchten Fallbeispielen

Im Kapitel 3.1.4 haben wir die Wärmegestehungskosten der einzelnen Anlagen verglichen. Die Anlagen verfügen teilweise über Gesteungskosten, die ein Mehrfaches über den Wärmegestehungskosten von konventionellen Feuerungen liegen. Nachfolgende Figur zeigt die Subventionen für diese Anlagen als Förderbeiträge pro Wärmeeinheit (Fr./MWh) und in % der Wärmegestehungskosten:



Figur 13: Förderbeitrag von Bund sowie Bund, Kantone und Gemeinden in Fr./MWh produzierte Wärme



Figur 14: Förderbeitrag von Bund sowie Bund, Kantonen und Gemeinden in Prozent der Wärmegestehungskosten.

Förderbeiträge
 Bund:
 2 – 30 Fr./MWh

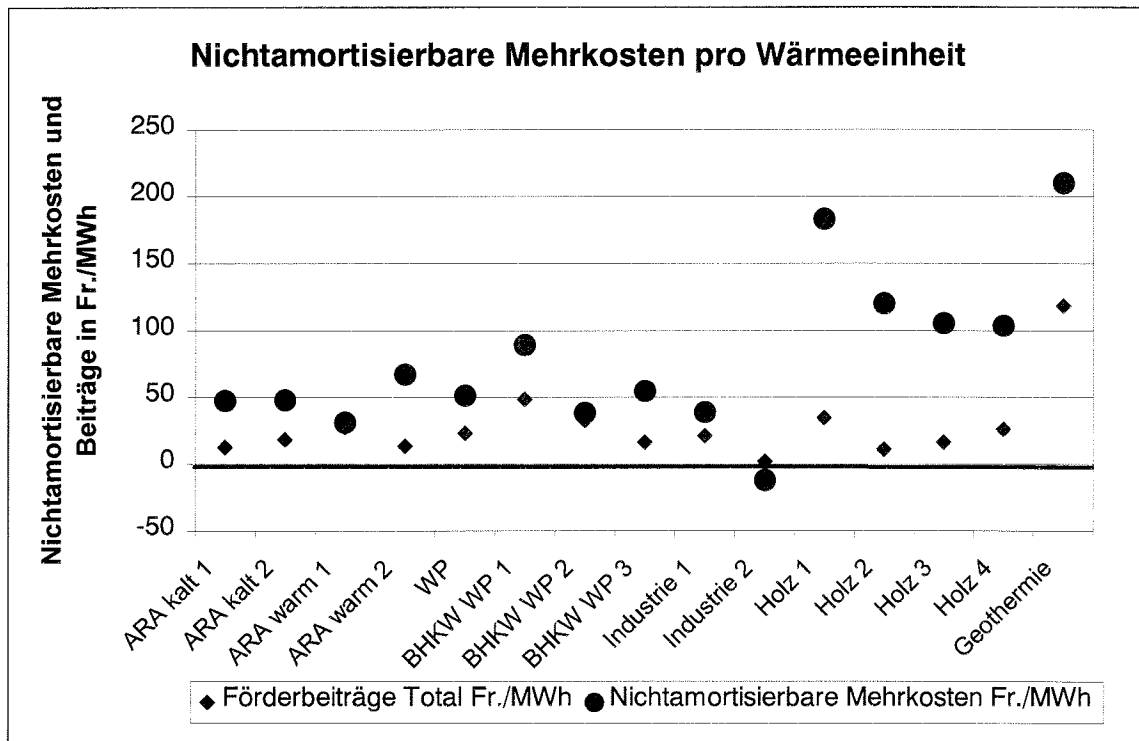
Die Förderbeiträge des Bundes differieren zwischen 2 Fr. und 30 Fr. pro produzierte MWh Wärme (Ausnahme Pilotprojekt Geothermie: ca. 70 Fr./MWh). Wenn wir diese Förderbeiträge auf die eigentliche Zielgrösse, die Förderung von Abwärme und erneuerbarer Energie, umrechnen, ergibt sich eine Förderung von 6 Fr. bis 150 Fr. pro MWh erneuerbar produzierte Wärme. Zusätzlich werden die meisten der Anlagen noch durch kantonale oder kommunale Gelder⁴ gefördert. Die Förderbeiträge von Bund, Kanton und Gemeinden betragen bis zu 35% der Wärmegestehungskosten.

Berechnungsgrundlagen:
 Nichtamortisierbare Mehrkosten

Berechnungsgrundlagen für die Förderbeiträge bilden die Nichtamortisierbaren Mehrkosten. Wir haben diese Mehrkosten ohne die Korrekturfaktoren des BFE ermittelt und jeweils eine Betrachtungsdauer von 15 Jahren eingesetzt. Diese effektiven Mehrkosten der Wärmeerzeugung liegen bei –12 Fr./MWh (= wirtschaftliche Anlage) bis zu über 200 Fr./MWh. Die Kosten der vergleichbaren konventionellen

4 Versteckte Subventionen (z.B. Quersubventionen über gebundene Ausgaben einer Gemeinde) sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Anlage basieren auf den Angaben der Gesuchsteller und unterliegen deshalb einer gewissen Willkür⁵.



Figur 15: Nichtamortisierbare Mehrkosten und Förderbeiträge pro Wärmeeinheit über die Lebensdauer.

5 Es ist meist unklar, woraus die konventionelle Wärmeerzeugung bei einem Wärmenetz besteht. Ob es die effektiven Kosten von Einzelf Feuerungen oder die Investitionen für eine konventionelle Heizung mit Netz sind, ist teilweise aus den Unterlagen nicht ersichtlich. Es wird kein einheitlicher Wärmepreis für konventionelle Wärmeerzeugung (z.B: 80 Fr./MWh bei einem grösseren MFH) zugrundegelegt.

Bei den Holzfeuerungen liegen die Förderbeiträge deutlich unter den Mehrkosten, bei den Abwärmenutzungen und BHKW-WP liegen sie teilweise relativ nahe bei den effektiven Mehrkosten. In einem Fall wurde eine gemäss unserer für alle Gesuche standardisierten Wirtschaftlichkeitsberechnung wirtschaftliche Anlage subventioniert.⁶

Wirkung der Beiträge

Die Wirkung der Beiträge in den untersuchten Beispielen lässt sich wie folgt umschreiben:

Betriebswirtschaftliche Rechnung

Die finanziellen Beiträge verbessern die betriebswirtschaftliche Rechnung bedeutend.

Psychologische Motivation

Die Auslösewirkung der finanziellen Förderbeiträge ist relativ schwierig abzuschätzen. Die Aussagen der Anlagenbetreiber zeigen, dass die Beiträge eine sehr erhebliche Erleichterung für die Zustimmung einer Finanzierung bei einer Gemeindeabstimmung ist. ("der Bund gibt auch Geld").

Mitnahmeeffekt

In einem Beispiel konnten wir feststellen, dass der Anlagenbetreiber schlussendlich einen höheren Betrag zugesprochen bekam, als er ursprünglich erhofft hatte. Man kann hier zumindest bei einem Teil des Investitionsbeitrages auch einen Mitnahmeeffekt ausmachen, d.h. dass die Anlage auch mit einem geringeren Beitrag gebaut worden wäre. Durch die Interviews mit den Anlagenbetreibern sind aber aus methodischen Gründen keine fundierten Aussagen über den Anteil des effektiven Mitnahmeeffektes zu erwarten.

Weitere unerwünschte Effekte

Die Förderbeiträge an die NFN können auch unerwünschte Effekte aufweisen. Erstens besteht die Gefahr, dass Bundesbeiträge mit einer Qualitätssicherung verwechselt werden. Dass der Bund Förderbeiträge ausspricht, heisst nicht automatisch dass es sich um ein (aus planerischer Sicht) "gutes" Projekt handelt. Ebenso dürften die finanziellen Beiträge das eine oder andere Netz etwas zu ausgedehnt werden lassen.

⁶ In der standardisierten Berechnung wird Abwärme als kostenlos betrachtet. Die Vergütung der eingespiessenen Abwärme lässt die Anlage in den unwirtschaftlichen Bereich rutschen.

4.3 Schlussfolgerungen

Für Holzenergie und Abwärme/Umweltwärme gelten verschiedene Beitragsmodelle. Das Fördermodell für Abwärme/Umweltwärme (Nichtamortisierbare Mehrkosten) ist wenig transparent⁷. Insbesondere wird es dem Gesuchsteller überlassen, welche Investitionen und Betriebskosten die konventionelle Lösung beinhalten würde. Die Vereinheitlichung von Zinssätzen, Amortisationsdauern oder einfacher auch die Vorgabe eines Wärmegestehungspreises für eine konventionelle Lösung (abhängig von der Grösse der Anlage) würde bereits zu einer Verbesserung führen.

*Fördermodell NAM
wenig transparent*

Die Investitionsbeiträge leisten einen wichtigen Beitrag für die Förderung der Abwärme-/Umgebungswärmenutzung.

*Investitionsbeiträge
leisten sehr wichtigen Beitrag*

Die Beiträge pro genutzte Wärmeeinheit oder gar pro genutzte Abwärmeeinheit differieren sehr erheblich.

Erhebliche Ungleichbehandlungen

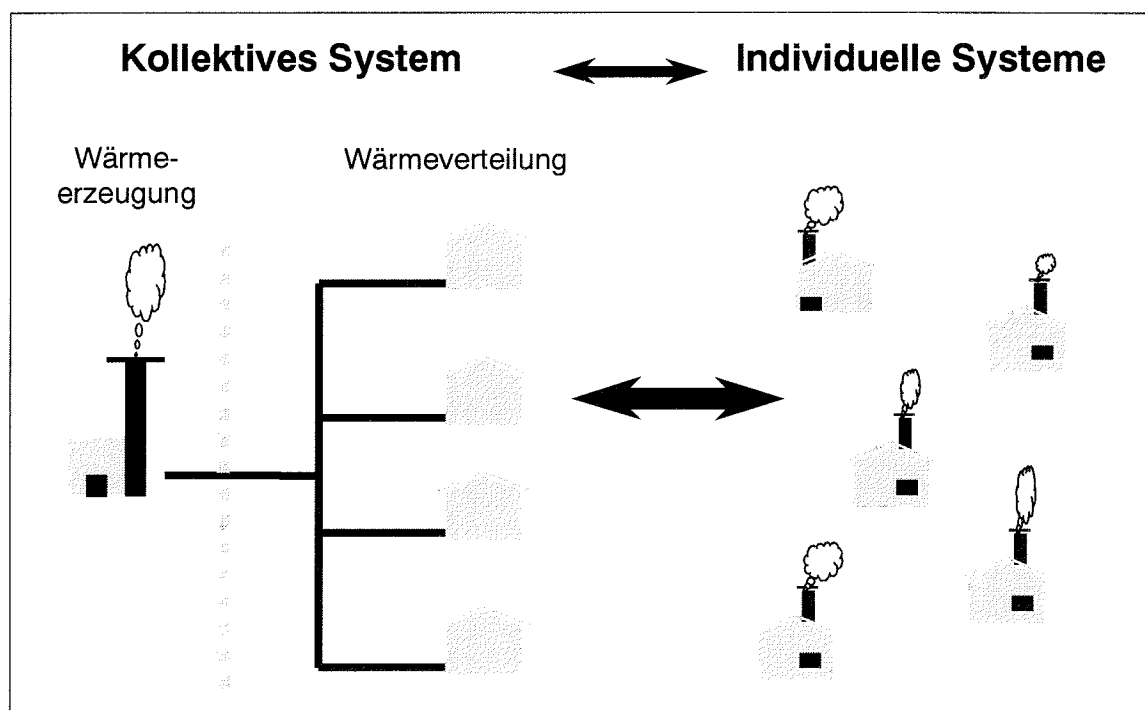
⁷ Der/die GesuchstellerIn ist jeweils interessiert daran, die Gesuchsvariante auf dem Papier möglichst teuer und die konventionelle Lösung möglichst billig zu gestalten.

5. Volkswirtschaftliche Bedeutung von Nah – und Fernwärmenetzen

5.1 Berücksichtigte volkswirtschaftliche Effekte

Damit die volkswirtschaftlichen Effekte von Wärmeverbund-Systemen und Einzelsystemen miteinander verglichen werden können, unterscheiden wir bei den NFN zwischen Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung (dem eigentlichen NFN). Dadurch können wir vereinfacht annehmen, dass Investitionen in die Netze reine Zusatzaufwendungen sind (kein Mittelabfluss aus Energiesektor sondern nur aus allgemeiner Wirtschaft), die Wärmeerzeugungssysteme können dann einfacher untereinander verglichen und die Negativeffekte (z.B. Substitution) ermittelt werden.

Aufteilung Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung



Figur 16: Vergleich von individuellem und kollektivem System

Als Referenzanlage betrachten wir eine durchschnittliche Öl-/Gasfeuerung (50% Öl, 50% Gas).

Als relevante volkswirtschaftliche Effekte von Nah- und Fernwärmenetzen unterscheiden wir Auswirkungen auf Arbeitsplätze, auf die Innovationsfähigkeit der Wirtschaft, auf die Versorgungssicherheit sowie externe Effekte, darin eingeschlossen die Kosten der Luftbelastung, des Treibhauseffekts sowie der intertemporalen Verteilungsgerechtigkeit (Ressourcenverbrauch) etc.

5.1.1 Arbeitsplätze

Übersicht

NFN lösen gegenüber individuellen Lösungen Mehrinvestitionen aus. Um die Arbeitsplatzwirksamkeit dieser Mehrinvestitionen zu ermitteln stützen wir uns auf die Untersuchungen der Beschäftigungswirkungen von ENERGIE 2000 gemäss [econcept 1997] [INFRAS 1997] [INFRAS 1998]. Wir unterteilen wie oben beschrieben nach Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung und betrachten Investition, Unterhalts- und Betriebskosten getrennt.

Zu berücksichtigen sind bei den Investitionen und Kosten (I+K):

Beschäftigungseffekt	Relevant für	
	Wärmeverteilung	Wärmeerzeugung
① Direkte Positiveffekte: Beschäftigungswirkung durch die I+K	Ja	Ja
② Indirekte Negativeffekte: Berücksichtigt den durch die I+K entstehenden Mittelabfluss aus der übrigen Wirtschaft	Ja	Ja
③ Direkte Negativeffekte: I+K von Energiesparmassnahmen führen zur Substitution von herkömmlichen Energien und damit einem negativen Beschäftigungseffekt.	Nein (kein Effekt)	Teilweise

Beschäftigungseffekt	Relevant für	
	Wärmever- teilung	Wärmeer- zeugung
④ Indirekter Positiveffekt: Minderausgaben durch effiziente Spar- massnahmen führt zu Einkommenseffek- ten in anderen Branchen	Nein (kein Effekt)	Teilweise
S Summe ①, ②, ③, ④ = Nettoeffekt		
G Gesamteffekt = Nettoeffekt mal Faktor 1,3		

Tabelle 11: Berücksichtigte Beschäftigungseffekte bei Investitionen in NFN und Wärmeerzeugungen und deren Betrieb und Unterhalt

Bei den Beschäftigungseffekten der Wärmeerzeugung übernehmen wir die Werte aus [INFRAS 1997], bei den NFN stützen wir uns auf die nachfolgende Abschätzung. *Quellenangaben*

Wärmeverteilung

Wir gehen bei den Investitionen für Wärmeverteilungen und bei ihrem Unterhalt von folgenden Branchenaufteilungen aus:

Bruttowertschätzung Wärmeverteilung	BWS / AP 1000 Fr./AP	Investition		Betrieb / Unterhalt	
		Anteil	Import	Anteil	Import
Maschinen und Fahrzeuge	100	10%	40%	20%	40%
Elektrik, Elektronik, Optik	100			10%	30%
Bauhauptgewerbe	80	60%	0%	10%	0%
Ausbaugewerbe	80			40%	0%
Beratung, Planung, Informatik, Schulung	120	10%	0%	10%	0%
Übrige Dienstleistungen	70				
Restliche Branchen	100	20%	30%	10%	30%
Mittlere Wertschöpfung in 1000 Fr./AP		90 kFr./AP	11%	92 kFr./AP	11%

BWS/AP: Bruttowertschöpfung pro Arbeitsplatz (direkter Bruttoeffekt) in 1000 Fr./AP

Tabelle 12: Direkter Positiveffekt: Spezifische Bruttowertschöpfung pro Arbeitsplatz für Investitionen in Wärmeverteilungen und für den Unterhalt von NFN

Trotz unterschiedlicher Branchenanteilen und Importquoten für Investitionen und für Betrieb/Unterhalt resultiert etwa die gleiche mittlere Bruttowertschöpfung. Unter der Annahme einer Nutzungsdauer des

*Gleiche mittlere
Bruttowertschöpfung*

Netzes von 30 Jahren und einem Unterhaltssatz von 1% pro Jahr resultiert ein direkter Positiveffekt von 1,44 Jahresarbeitsplätzen pro 100'000 Fr. Investition. Davon liegen rund 1,3 Jahresarbeitsplätze im Inland.

Der indirekte Negativeffekt (Mittelabfluss übrige Wirtschaft) wird in nachfolgender Tabelle ermittelt:

Übrige Wirtschaft	BWS / AP	Investition	
	1000 Fr./AP	Anteil	Import
Maschinen und Fahrzeuge	100	5%	40%
Elektrik, Elektronik, Optik	100	5%	30%
Bauhauptgewerbe	80	5%	0%
Ausbaugewerbe	80	5%	0%
Beratung, Planung, Informatik, Schulung	120	7%	0%
Übrige Dienstleistungen	70	5%	0%
Restliche Branchen	100	68%	30%
Mittlere Wertschöpfung in 1000 Fr./AP		98 kFr./AP	25%

Tabelle 13: Indirekter Negativeffekt: Spezifische Bruttowertschöpfung pro Arbeitsplatz für Mittelabfluss übrige Wirtschaft

Ein Mittelabfluss von 100'000 Fr. aus der übrigen Wirtschaft in Folge einer Investition in NFN führt zu einem Abbau von rund 0,75 Jahresarbeitsplätzen.

Kurz zusammengefasst ergeben Investitionen in NFN folgende Arbeitsplatzwirksamkeit:

Arbeitsplatzwirksamkeit einer Investition von 100'000 Fr. in NFN	Jahresarbeitsplätze	
	Total	Inland
① Direkter Positiveffekt	1,44	1,3
② Indirekter Negativeffekt	- 1,0	- 0,75
③ ④ betragen je	0	0
S Nettoeffekt	0,44	0,55
G Gesamteffekt	0,57	0,71

Tabelle 14: Nettoeffekt und Gesamteffekt: Beschäftigungswirksamkeit von Investitionen in NFN bei einer Nutzungsdauer von 30 Jahren.

Für die Ermittlung der Beschäftigungswirksamkeit wäre eine Kenngrösse pro installierte Leistung oder abgesetzte Wärmemenge einfach zu handhaben. Die Investitionen in die Wärmeverteilung pro installierte Wärmeleistung (kW_{inst}) unterscheiden sich jedoch in den untersuchten Beispielen stark.

Anlage	Investitionen Wärmenetz	Investitionen Wärmenetz	Investition Netz in % Gesamt- investition
	Fr./kW	Fr./MWh*a	%
ARA warm1	750	420	45%
ARA warm2	1000	530	33%
ARA katl1	210	110	37%
ARA kalt2	490	270	18%
WP	190	70	8%
BHKW WP1	410	260	8%
BHKW WP2	280	160	23%
BHKW WP3	260	160	17%
Industrie1	910	500	65%
Industrie2	110	60	54%
Holz1	780	1370	51%
Holz2	810	450	32%
Holz3	660	790	50%
Holz4	1250	690	53%

Tabelle 15: Investitionen und Wärmeverteilungskosten der untersuchten Fallbeispiele

Dies hängt einerseits mit den lokalen baulichen Rahmenbedingungen und den damit verbundenen Kosten zusammen (Verlegung in Asphaltstrasse oder in grüner Wiese) sowie von der Auslastung des Netzes.

lokale Rahmenbedingungen

Um die Arbeitsplatzwirksamkeit für Investitionen in die Wärmenetze zu ermitteln, gehen wir von zwei exemplarischen Fällen aus, einem relativ gut ausgelasteten, heutigen Netz mit Wärmeverteilungskosten von ca. 40 Fr./MWh und einem zukünftigen besonders kostengünstigen Netz (direktes System) mit Wärmeverteilungskosten von ca. 20 Fr./MWh.

Arbeitsplatzwirksamkeit

Um die regelmässigen Unterhaltsarbeiten (über 30 Jahre, 1% der Investition) mit den Auswirkungen der einmaligen Investitionstätigkeit zu vergleichen, geben wir die Arbeitsplatzwirksamkeit in Jahresarbeitsplätzen an.

Unterhalt

Wärmenetz	Investition	Jahresarbeits- plätze Inland JAP/MW _{inst}
	Fr./MW _{inst}	
Standardnetz, indirektes System	800'000	6
Kostengünstiges Netz, direktes System	300'000	2

Tabelle 16: Arbeitsplatzwirksamkeit (Nettoeffekt) von Investitionen in Wärmenetze, beispielhaft in Arbeitsplätzen pro installierte MW.

Angabe in
JAP/Investition prä-
ziser

Die Beschäftigungswirkung in Funktion der installierten MW ist mit einer Spanne von 2-6 Jahresarbeitsplätze pro MW_{inst} wenig eingegrenzt, weil die spezifische Auslastung der Netze einen wesentlichen Einfluss aufweist. Zuverlässiger ist der Kennwert von 0,71 Arbeitsplätze pro 100'000 Fr. Investition (inkl. Betrieb und Unterhalt). Rund 70% der Arbeitsplätze sind lokal wirksam (Unterhalt, Bauhauptgewerbe).

Wärmeerzeugung

3 Systeme zum
Vergleich

Wir ermitteln die Arbeitsplatzwirksamkeit der Wärmeerzeugung und betrachten eine individuelle Öl- oder Gasfeuerung, eine Holzschnitzelfeuerung und eine Abwärmenutzung (direkt verwendbare Industrieabwärme). Wir stellen uns ein Wärmeversorgungsgebiet mit Objekten von ca. 50 kW Wärmeleistungsbedarf vor. Die Detailresultate finden Sie im Anhang.

Investition und Ko-
sten

Berücksichtigt werden die Investitionen in die Wärmeerzeugungsanlagen, die Kosten über 15 Jahre für den Brennstoff sowie die Unterhaltskosten (1% der Investition). Diese einzelnen Kostenelemente werden mit spezifischen Bruttowertschöpfungsfaktoren und einem Anteil Import in die Arbeitsplatzwirksamkeit umgerechnet.

Modell

Um die Skaleneffekte von grösseren Wärmeerzeugungsanlagen zu berücksichtigen, beziehen wir die Investitionen, Kosten und Wirkungen jeweils auf 1000 MWh Nutzenergie. Wir vergleichen also modellhaft 12 Ölfeuerungen (à ca. 50 kW) mit ca. 1,2 Holzschnitzelfeuerungen (à 500 kW) und 0,6 Abwärmenutzungen (à ca. 1 MW).

Nachfolgend eine Übersicht der Resultate:

Vergleich von Wärmeerzeugungsanlagen bezogen auf 1000 MWh/a Wärme	Öl-/Gasfeuerungen 50 kW	Holzschnitzelfeuerung 500 kW	Abwärmee-nutzung 1 MW
Anzahl Anlagen für 1000 MWh/a bei 1700h Vollast	11,8	1,2	0,6
Spezifische Investition	1100 Fr./kW	1000 Fr./kW	700 Fr./kW
Investition	650 kFr.	590 kFr.	420 kFr.
Kosten für Brennstoff und Unterhalt während 15 Jahren	780 kFr.	1090 kFr.	590 kFr.
Summe	1430 kFr.	1680 kFr.	1010 kFr.
Nettobeschäftigungseffekt: Jahresarbeitsplätze (Bau, Betrieb, Unterhalt)	8	18	8

Details siehe Anhang

Tabelle 17: Modellhafter Vergleich von Wärmeerzeugungsanlagen unterschiedlicher Grösse für Erzeugung von 1000 MWh/a Wärme über eine Nutzungsdauer von 15 Jahren

5.1.2 Innovationsfähigkeit

Auf die Innovationsfähigkeit von einzelnen Branchen haben Nah- und Fernwärmenetze keinen relevanten Einfluss. Es handelt sich um eine Technologie die keine wesentlich erhöhten ingenieurlichen Anforderungen stellt. Komplett neue, technisch innovative Wärmeverteilungssysteme mit mengenmässig relevanten Exportchancen sind nicht in Sicht.

Keine erhöhten Anforderungen für NFN

5.1.3 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit mit Wärme hängt ab von der Verfügbarkeit des Energieträgers und der technischen Zuverlässigkeit des Gesamtsystems bestehend aus Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung. Wenn wir individuelle und kollektive Systeme bezüglich der Versorgungssicherheit für die Wärmebezüger vergleichen, müssen wir die

Wahrscheinlichkeit des Ausfalls einer der obigen Komponenten berücksichtigen.

Verfügbarkeit Energieträger

Die Verfügbarkeit des Energieträgers ist bei kollektiven und individuellen Systemen gleich hoch. Es bleiben also die Wahrscheinlichkeiten eines technischen Ausfalls einzelner Komponenten.

Wärmeerzeugung

Bei der technischen Ausfallwahrscheinlichkeit der Wärmeerzeugung schneidet, bezogen auf die abgegebene Wärmemenge, das kollektive System etwas besser ab, d.h. die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls einer Wärmemengeneinheit ist geringer. Diese Aussage gilt unter der Annahme, dass derselbe Energieträger vorgesehen ist und dass die Ausfallwahrscheinlichkeit einer grossen kollektiven Wärmeerzeugung dieselbe ist wie diejenige einer kleinen individuellen Feuerung. Bei kollektiven Systemen gelangen im Gegensatz zu individuellen Ölfeuerungen meist technisch anspruchsvollere Anlagen zum Einsatz (Holzfeuerungen, BHKW-WP) deren Ausfallwahrscheinlichkeit deshalb auch höher ist. Meist sind die Zentralen mit zwei Kesseln oder mit einer Basistechnologie und Spitzenkessel ausgestattet, was die Versorgungssicherheit wiederum markant erhöht. Zudem sind die grösseren Wärmeerzeugungen von kollektiven Systemen meist professioneller gewartet.

Wärmeverteilung

Die Wärmeverteilung ist mechanisch gesehen ein statisches System, deshalb ist die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls aus technischen Gründen sehr gering. Mit den Jahren können aber Probleme mit Leckagen und Rost auftreten.

Keine relevanten Unterschiede der Versorgungssicherheit

Unter Berücksichtigung der teilweise entgegelaufenden Faktoren lässt sich zusammengefasst festhalten, dass kollektive Systeme tendenziell wegen den Redundanzen bei der Wärmeerzeugung und der geringen Ausfallwahrscheinlichkeiten der Wärmeverteilung eine höhere Versorgungssicherheit gegenüber individuellen Systemen aufweisen. Relevante Unterschiede bestehen jedoch nicht. Es gibt auch keine entsprechenden Erfahrungswerte.

5.1.4 Externe Effekte

Wärmeverteilung vernachlässigen

Die externen Effekte für die Wärmeverteilung, d.h. für Erstellen und Betreiben von NFN, sind im Vergleich mit den externen Effekten der für die Wärmeerzeugung eingesetzten Energieträger gering und kön-

nen deshalb vernachlässigt werden. Die Auswirkungen des einmaligen Bau- und Erstellungsaufwandes sind um Faktoren kleiner als die Auswirkungen der durch diese Installationen fliessenden Energiemengen⁸.

Für die Wärmeerzeugung können die externen Effekte gemäss [Externe Kosten 1995], umgerechnet auf die eingesetzten Energieträger als kalkulatorische Energiepreiszuschläge, wie folgt angegeben werden.

*Wärmeerzeugung
als kalkulatorische
Energiepreiszuschläge*

Externe Effekte der Wärmeerzeugung	Fr./MWh
Heizöl EL	60
Erdgas	40
Elektrizität	55
Holzsnitzel	10
Abwärme	0

Bemerkung: Die externen Effekte für Erstellen und Betreiben der NFN sind im Vergleich zu den externen Effekten der Wärmeerzeugung um ein Vielfaches kleiner und können vernachlässigt werden.

Für die in den Beispielen verwendete Öl-/Gasfeuerung nehmen wir mittlere KEPZ von 50 Fr./MWh an.

Tabelle 18: Externe Effekte der Wärmeerzeugung, Angabe als kalkulatorische Energiepreiszuschläge KEPZ.

Die Auswirkungen der Wärmeverluste von Netzen werden in den nachfolgenden Systemvergleichen berücksichtigt.

5.2 Systemvergleiche als Beispiele

Um die effektiven Nettoeffekte auf die Beschäftigung und die anderen volkswirtschaftlichen Auswirkungen zu vergleichen, gehen wir wiederum von einem fiktiven Versorgungsgebiet mit 1000 MWh/a Wärmebedarf aus und betrachten eine individuelle Gas- oder Ölfeuerung

Modell als Grundlage

⁸ Beispiel: Anlage mit 1 MW Leistung und 1000 m Wärmeverteilung. Grauer Energieinhalt der Stahlrohre = 70 MJ/kg bei 12 kg / m³ ergibt dies 840 GJ Energieinhalt. Durch das Rohr fliessen 1800 MWh Wärme pro Jahr. Diese entsprechen in 30 Jahren rund 190 000 GJ.

sowie eine Holzschnitzelfeuerung mit NFN und eine Abwärmenutzung mit NFN. Bei der Abwärmenutzung gehen wir davon aus, dass die Abwärme mit 33 Fr./MWh verrechnet wird.

Nachfolgend die wichtigsten Eckdaten:

Vergleich von Wärmeerzeugungsanlagen bezogen auf 1000 MWh/a Wärme	Ölfeuerungen 50 kW	Holzschnitzelfeuerung 500 kW	Abwärmenutzung 1 MW
Anzahl Anlagen	12 Anlagen	1,2 Anlagen	0,6 Anlagen
Nutzenergiebedarf der angeschlossenen bzw. versorgten Bauten	1000 MWh/a	1000 MWh/a	1000 MWh/a
Investitionsanteil Wärmeerzeugung/Wärmenetz	100% / 0%	50% / 50%	40% / 60%
Spezifische Investition Wärmeerzeugung	1100 Fr./kW	1000 Fr./kW	300 Fr./kW
Wärmeerzeugung			
Investition Wärmeerzeugung	650 kFr.	590 kFr.	420 kFr.
Jahreskosten (2% Realzins, 15 Jahre, $a=7,7\%$)	50 kFr./a	45 kFr./a	29 kFr./a
Kosten für Energie, Betrieb und Unterhalt	52 kFr./a	73 kFr./a	39 kFr./a
Jahreskosten Wärmeerzeugung	102 kFr./a	118 kFr./a	68 kFr./a
Wärmeverteilung			
Investition Wärmeverteilung	0 kFr.	590 kFr.	590 kFr.
Jahreskosten (2% Realzins, 30 Jahre)	0 kFr./a	25 kFr./a	25 kFr./a
Kosten für Betrieb und Unterhalt (1%)	0 kFr.	6 kFr.	6 kFr.
Jahreskosten	0 kFr.	31 kFr.	31 kFr.
Jahreskosten (gerundet)	100 kFr./a	150 kFr./a	100 kFr./a
Wärmegestehungskosten	100 Fr./MWh	150 Fr./MWh	100 Fr./MWh

1) Zu heutigen Preisen

Abwärmenutzung: 66% Abwärme, 33% Spitzenkessel; Investitionen: 180 kFr. für Wärmeauskopplung und 240 kFr. für Spitzenkessel.

Tabelle 19: Modellhafter Vergleich der Jahreskosten von Wärmeerzeugungsanlagen unterschiedlicher Grösse für Erzeugung von 1000 MWh/a Wärme

Nachfolgend sind die mittleren Bruttowertschöpfungen pro Arbeitsplatz und die Importquoten ersichtlich. Die Beschäftigungseffekte für die einzelnen Anlagen lassen sich wie folgt ermitteln:

Vergleich von Wärmeerzeugungsanlagen bezogen auf 1000 MWh/a Wärme Zeitraum 30 Jahre	Öl-/ Gas- feuerungen 50 kW	Holzschnit- zelfeuerung 500 kW	Abwärme- nutzung 1 MW
Anzahl Anlagen	12 Anlagen	1,2 Anlagen	0,6 Anlagen
Wärmeerzeugung			
Kapitalkosten (inkl. Ersatz nach 15 Jahren)	1300 kFr.	1180 kFr.	840 kFr.
Kosten für Energie/Betrieb/Unterhalt	1560 kFr.	2180 kFr.	1180 kFr.
Bruttoeffekte Beschäftigung (Investition, Be- trieb und Unterhalt während 30 Jahren)	16 JAP	37 JAP	16 JAP
Wärmeverteilung			
Gesamtkosten Wärmeverteilung	0 kFr.	590 kFr.	590 kFr.
Bruttoeffekte Beschäftigung (Investition, Be- trieb und Unterhalt während 30 Jahren)	0	7 JAP	7 JAP
Gesamtkosten über 30 Jahre			
Gesamtkosten während 30 Jahren, Realpreise	2860 kFr.	3950 kFr.	2610 kFr.
Entzugseffekte :Mehr-/Minderkosten gegen- über Ölfeuerung		1090 kFr.	- 250 kFr.
Indirekter Negativeffekt (74 kFr./AP)	0	- 15 JAP	3 JAP
Nettoeffekt Beschäftigung	16 JAP	29 JAP	26 JAP
Gesamteffekt Beschäftigung ¹⁾	21 JAP	38 JAP	34 JAP

JAP: Jahresarbeitsplätze

Jeweils Preise von 1999

1) Gesamteffekt = 1,3 x Nettoeffekt [INFRAS 1997]

Tabelle 20: Modellhafter Vergleich von Wärmeerzeugungsanlagen unterschiedlicher Grösse für Erzeugung von 1000 MWh/a Wärme über eine Nutzungsdauer von 30 Jahren

Neben den Beschäftigungseffekten und den Kosten fallen auch externe Kosten an. Nachfolgend eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten volkswirtschaftlichen Effekte:

Vergleich von Wärmeerzeugungsanlagen bezogen auf 1000 MWh/a Wärme Zeitraum: 30 Jahre	Öl-/Gas- feuerungen 50 kW	Holzschnit- zelfeuerung 500 kW	Abwärme- nutzung 1 MW
Anzahl Anlagen	12	1,2	0,6
Investitionen	1300 kFr.	1770 kFr.	1430 kFr.
Gesamtkosten für Betrieb und Unterhalt (exkl. Externe)	2860 kFr.	3950 kFr.	2610 kFr.
Externe Kosten	850 kFr.	200 kFr.	250 kFr.
Summe volkswirtsch. Kosten (gerundet, inkl. externe Kosten)	3700 kFr.	4200 kFr.	2860 kFr.
Gesamteffekt Beschäftigung	21 JAP	38 JAP	34 JAP

Bemerkung: Zu Preisen von heute, Rechnung mit Realzinsen. Es sind auch der Mitelentzug aus der allgemeinen Wirtschaft berücksichtigt, bei der Abwärmenutzung ist dieser Entzug negativ, d.h. die geringeren Kosten für die Wärmeversorgung generieren Arbeitsplätze in der übrigen Wirtschaft.

Tabelle 21: Gesamthafter Überblick der volkswirtschaftlichen Effekte von Wärmeerzeugungsanlagen mit und ohne NFN über 30 Jahre. Mehr- oder Minderausgaben gegenüber der Basisvariante Öl-/Gasfeuerung sind in der übrigen Wirtschaft beschäftigungswirksam.

Investitionen und Kosten

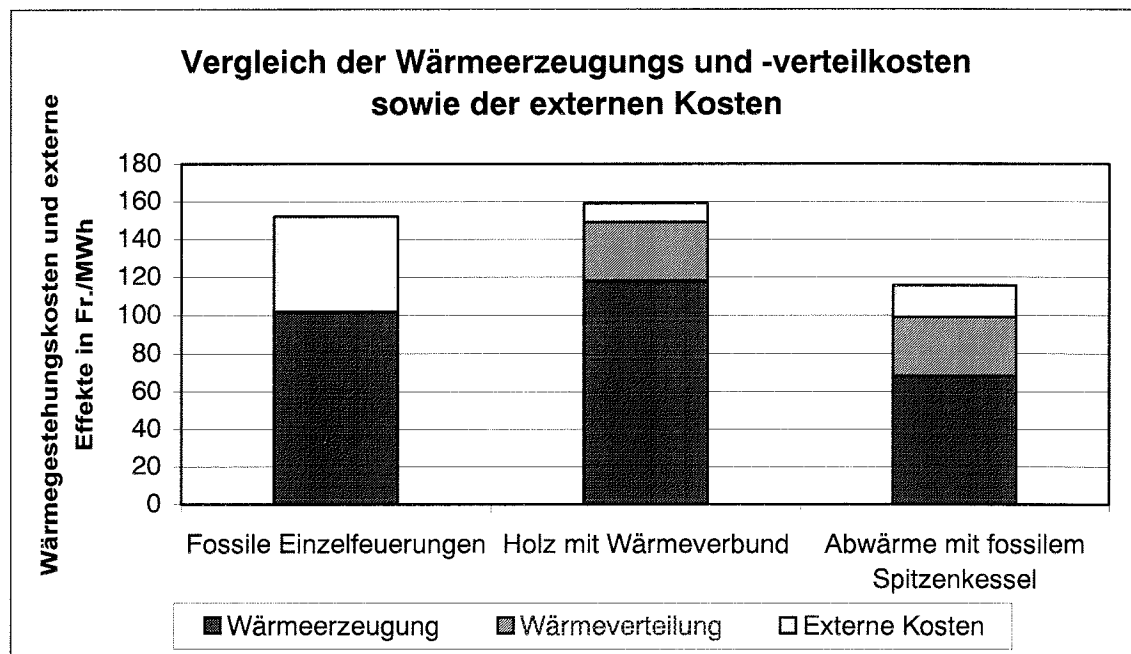
Die Investitionen in obige Wärmeversorgungssysteme betragen im Vergleich teilweise weniger als die Hälfte der Gesamtkosten unter Berücksichtigung der externen Effekte. Bezüglich Arbeitsplatzeffekte und externen Kosten schneiden Systeme mit Holzenergienutzung oder Abwärmenutzung mit NFN deutlich besser als Öl-/Gasfeuerungen ab. Dies liegt daran, dass in den betroffenen Wirtschaftszweige für erneuerbare Energien und NFN-Erstellung und – Betrieb mehr lokale und nationale Arbeitsplätze generiert werden als in der Mineralölwirtschaft und im Durchschnitt der restlichen Wirtschaftszweige.

Warum setzt sich die günstige Abwärmenutzung nicht einfach durch?

Die vergleichsweise günstigen Kosten für die Abwärmenutzung im Vergleich zu konventionellen Feuerungen beruht auf der Annahme, dass jeweils eher kleinere bis mittlere Objekte (ca. 50 kW) versorgt werden und die Kosten zur Bereitstellung der Abwärme relativ günstig sind. Würden mit Industrieabwärme Objekte von mehreren 100 kW Leistung versorgt, würden die vergleichenden Kosten der fossilen Feuerungen wesentlich günstiger liegen. Die Opportunitätskosten sinken also mit zunehmender Grösse des zu versorgenden Objektes.

5.3 Förderungswürdigkeit von NFN

Nachfolgende Figur illustriert den Vergleich der volkswirtschaftlichen Effekte anhand der gewählten Beispiele.



Preise beruhen auf Fallbeispiel gemäss Tabelle 20, sie illustrieren typische Grössenordnungen.

Figur 17: Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten: Wärmeerzeugungskosten, Wärmeverteilungskosten sowie externe Kosten typischer Energiesysteme mit und ohne Wärmenetz. Systeme mit Wärmenetz sind aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht generell günstiger.

Der Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten obiger Energiesysteme zeigt, dass

- die externen Kosten fossiler Feuerungen meist grösser sind als die Wärmeverteilungskosten und
- die volkswirtschaftlichen Kosten von Systemen mit Wärmenetzen nicht generell günstiger sind als von fossilen Feuerungen ohne Wärmenetz.

Die Energiesysteme mit Wärmenetz führen nicht generell zu günstigeren volkswirtschaftlichen Kosten. Bei Energiesystemen mit Wärmenetz und gesamten Wärmegegestehungskosten von deutlich über 150 Fr./MWh ist deshalb die Förderungswürdigkeit zu überprüfen, es besteht die Gefahr einer suboptimalen Allokation der Mittel. Investi-

Vergleich

Nicht generell günstigere volkswirtschaftliche Kosten bei NFN

tionen in Energiesysteme mit Wärmenetz sind jedoch in hohem Masse beschäftigungswirksam. Die Förderungswürdigkeit ist vor allem in strukturschwachen Gebieten aus beschäftigungspolitischen Gründen gegeben, sofern die Wärmegestehungskosten (ohne Förderbeiträge) nicht erheblich über 150 Fr./MWh liegen.

6. Zukunftsfähigkeit der Netze

6.1 Entwicklung der Rahmenbedingungen

Unter Punkt 6.1 wird untersucht, inwieweit sich die technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen für die wichtigsten Komponenten zur Erzeugung, Verteilung aber auch zur Einsparung von Raumwärme in den nächsten ca. 20 Jahren verändern. Dabei werden nicht nur netzbasierte Systeme betrachtet, sondern auch "Konkurrenten", wie dezentral einsetzbare Holzkleinfeuerungen, Brennstoffzellen etc.

Folgende Punkte sind relevant

- Entwicklung der Energiepreise und deren Auswirkungen auf NFN
- Entwicklung bei den Wärmeverteilerinfrastrukturen, deren Bau und Planung
- Entwicklung bei den heute vor allem in Kombination mit NFN eingesetzten Energietechnologien sowie bei den Technologien welche NFN überflüssig machen
- Veränderung der Wärmenachfrage bei Neubauten und bestehenden Bauten und deren Auswirkung auf NFN

6.1.1 Energiepreise

Fossile Energien

Die Preise für fossile Energien unterliegen heute starken Schwankungen, liegen aber auf einem tiefen Niveau. Wir gehen davon aus, dass die fossile Energien auch in Zukunft deutlich günstiger sind als die erneuerbaren Energien.

Lenkungsabgabe

Der Bundesrat hat den Willen bekundet, eine ökologische Steuerreform einzuführen und in deren Zug eine Energielenkungsabgabe zu erheben und den Ertrag vorerst zur Förderung energieeffizienter Technologien zu verwenden. Abgabesätze stehen noch nicht fest, sie werden aber kaum die Höhe des in der Solarinitiative vorgeschlagenen Betrages von 5 Fr./MWh erreichen.

Wirkung der Lenkungsabgabe

Vor dem Hintergrund der grossen Preisschwankungen im Heizölmarkt wird die Lenkungsabgabe nicht in erster Linie über die HEL-Verteuerung wirksam, sondern durch den Einsatz der Mittel zur Förderung der rationellen Energienutzung und der Nutzung von alternativen Energien.

Preisentwicklung

Wie beim Öl gilt auch für Gas, dass die Vorräte für einen überschaubaren Zeitraum gesichert sind, und daher keine grösseren Preisausschläge erwartet werden müssen.

Holzenergie*Schnitzel*

Ein typischer Preis, der zur Zeit für Holzschnitzel erzielt werden kann, liegt bei rund 40 Fr./MWh (Korporation Beromünster). Der Holzpreis wird einerseits durch Lohnkosten bestimmt, die parallel zum Lebenshaltungskostenindex in Zukunft eher leicht ansteigen werden. Andererseits wird sich aber auch die weiter fortschreitende Rationalisierung und Mechanisierung der Holzernteverfahren kostensenkend bemerkbar machen. Auf längere Sicht werden - auch im Hinblick auf den internationalen Holzhandel - real leicht sinkende Preise erwartet.

Pellets

Holzpellets sind ein granulatähnliches Produkt, das zur automatischen Beschickung von Kleinfeuerungen verwendet wird. Sie kosten zwischen 50 und 70 Fr./MWh. Falls diese Brennstoffform in der Schweiz breiten Anklang finden sollte, könnte allenfalls mit einer Kostenreduktion gerechnet werden, da die Pelletfabrikation bei grösseren Mengen wirtschaftlicher betrieben werden kann und die Transportdistanzen abnehmen.

Elektrizität*Marktliberalisierung und Tarife*

Der Strompreis spielt für die Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen eine entscheidende Rolle. Auch hier wird auf absehbare Zukunft für Kleinbezüger trotz Marktliberalisierung keine nennenswerte Entlastung erwartet. Es ist jedoch vorstellbar, dass wegen Produktionsüberhängen vorübergehend für Spezialanwendungen (z.B. Wärmepumpen) besonders günstige Tarife gewährt werden. Die Elektrizitätsversorgungsunternehmen steigen vermehrt in den Wärmemarkt

ein, um disponible Stromreserven mit besserer Kostendeckung einsetzen zu können.

Fazit

Unter den heutigen Rahmenbedingungen und den abseh- oder abschätzbaren Entwicklungen sind keine relevanten Veränderungen des Preisgefüges für Energieträger zu erwarten: Fossile Energien, insbesondere Erdöl, sind nach wie vor (sehr) günstig, die Nutzung erneuerbarer Energien wird auf absehbare Zeit mit deutlichen Mehrkosten verbunden sein. Am ehesten sehen wir Veränderungen bei den durch den Elektrizitätsüberschuss verursachten möglicherweise sinkenden Elektrizitätspreisen und einer damit verbesserten Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen.

6.1.2 Angebotsseite

Wir betrachten die Wärmeerzeugung und die Wärmeverteilung in Folgenden getrennt.

*Wärmeerzeugung
Wärmeverteilung*

Wärmeerzeugung

Heute und zukünftig dürften für NFN folgende Technologien eingesetzt werden: Abwärmenutzung aus Industrie- oder Kehrlichtverbrennungsanlagen, Wärmepumpen mit Ab- und Umweltwärme, Holzfeuerungen und WKK-Anlagen (inkl. Brennstoffzellen).

Abwärmenutzung

Wichtigste Komponente für das Netz auf KVA-Seite ist der Wärmetauscher. Für diese Anlagenteile sind in Zukunft höchstens geringe Veränderungen in Technologie und Kosten zu erwarten.

Wärmepumpen

Verbesserung in den letzten Jahren

Die Wärmepumpen wurden in den letzten Jahren, vor allem zwischen 1990 und 1996 stark verbessert. Die Erfolge sind gemäss Auskunft des Test- und Ausbildungszentrums Töss vor allem auf verfeinerte Abstimmung der im Handel erhältlichen Komponenten aus der Kühlgeräteindustrie zurückzuführen.

Optimierungspotential

Ein Potential für zukünftige Verbesserungen wird vor allem bei der weiteren Optimierung der Komponenten und dem allfälligen Einsatz neuer Werkstoffe und Verfahren gesehen.

Technische Entwicklung

Zukünftig werden neue Kältemittel zum Einsatz gelangen, da die zur Zeit verwendeten aufgrund ihrer Wirksamkeit als Ozonkiller über kurz oder lang abgelöst werden müssen. Der Einsatz der neuen Kältemittel ist mit verschiedenen Problemen verbunden; der wichtigste Effekt wird sein, dass bei einem Umstieg auf CO₂ die entsprechenden Kreisläufe vollkommen neu ausgelegt werden müssen. Solange in nächster Zukunft die Maschinen noch graduell optimiert werden, wird der COP höchstens leicht beeinflusst. Ein Umstieg auf CO₂ wird aber aufgrund der massiven Druckerhöhung eine Vielzahl gänzlich neuer konstruktiver Lösungen nach sich ziehen, die nach Auskunft der SATAG, Arbon COP-Verbesserungen im Bereich von 20 bis 30 % in einem Zeithorizont von 10 Jahren realistisch erscheinen lassen.

Kostenentwicklung

Es wird eine markante Absatzsteigerung für Wärmepumpen erwartet, sodass die aufwendigere Technik kostenseitig durch höhere Stückzahlen aufgefangen werden kann. Die zukünftige Wärmepumpe wird als hochentwickeltes Serienprodukt wohl kaum teurer sein, als die Modelle, die zur Zeit im Handel sind.

JAZ

Im Gegensatz zum COP, der den Wirkungsgrad der Maschine bei klar vorgegebenen Randbedingungen beschreibt, gibt die Jahresarbeitszahl JAZ⁹ Hinweise auf den Betrieb der Wärmepumpe im Einsatz zur Erzeugung von Raumwärme und Warmwasser. Dabei wird die über das ganze Jahr abgegebene thermische Energie ins Verhältnis zur zugeführten mechanischen bzw. elektrischen gesetzt. Die

⁹ JAZ = Jahresarbeitszahl =
abgegebene Wärme / zugeführte mechanische (elektr.) Energie während eines ganzen Jahres.

JAZ ist die für die Wirtschaftlichkeit der Anlage entscheidende Grösse.

Eine Optimierung der Führung der Heizung kann zu bemerkenswerten Verbesserungen der JAZ führen. Moderne mikroprocessorbasierte Wärmepumpensteuerungen führen Vorlauftemperaturen, Heizzyklen und Maschinenparamter in optimaler Weise. Damit lassen sich JAZ-Verbesserungen von bis zu 20 % erzielen.

Verbesserung der JAZ

Wärmepumpen werden im zukünftigen Wärmemarkt eine wichtige Rolle spielen. Dabei werden Skaleneffekte und die kostengünstigere Nutzung von Grundwasser- oder Abwasserwärme an vorgegebenen Standorten dazu führen, dass der Betrieb grösserer Einheiten unter Benutzung eines Wärmeverbundes interessant sein wird.

Wärmepumpen als Zentralen in Verbünden

Mittlere Baugrössen mit Heizleistungen von 20 bis 40 Kilowatt werden in Kombination mit Erdsonden als Konkurrenten zu Netzlösungen auftreten.

Einzelanlagen

In neu erstellten Ein- bis Zwei-Familien-Häusern reichen Wärmepumpen kleiner Leistung (einige Kilowatt), um den Wärmebedarf zu decken. Heute wird bereits 1/3 bis 1/2 der Neubauten mit Wärmepumpen erstellt. Eine Trendumkehr ist nicht in Sicht.

Kleinanlagen

Holzfeuerungen

Im höheren Leistungsbereich werden durchgehend automatische Schnitzelfeuerungen eingesetzt. In der folgenden Tabelle sind einige Rahmendaten für Anlagen ausgewiesen, die in den letzten Jahren in der Schweiz realisiert wurden.

Schnitzelfeuerungen

Anlage	Leistung	Investition	Annuität + Unterhalt
	kW	Fr.	Fr./MWh
Chorherrenstift Beromünster	1'800	620'000	20
Küttigen AG	465	320'000	40
Wila ZH	900	670'000	40
Seengen AG	930	812'000	50

[VHe 1997]

Tabelle 22: Kosten für einige in der Schweiz in den letzten Jahren realisierte Schnitzelfeuerungen bei Vollastdauer = 1800 h und voller Auswertung.

*Investition:
600 – 800 Fr./kW*

Die in Tabelle 22 ausgewiesenen Investitionen bewegen sich am unteren Rand. In [Holzheizung 1986] werden unter Berücksichtigung der bis heute (1999) aufgelaufenen Bauteuerung rund 600 bis 800 Fr./kW für grössere Schnitzelfeuerungen veranschlagt. Dabei sind die Aufwendungen für Silo, hydraulischer Anschluss und Elektro berücksichtigt. Nicht mitgezählt sind bauliche Investitionen und Raumkosten.

Kleinschnitzelfeuerungen

Marktgängige Kleinschnitzelfeuerungen sind bereits ab 25 kW erhältlich.

Einzelfeuerungen

Für kleinere Leistungen im Bereich von 5 kW stehen handbeschickte Öfen zur Verfügung, die in der Lage sind, in sehr gut isolierten Häusern die Wärmeversorgung sicherzustellen. Solche Anlagen kosten rund 5'000 – 15'000 Fr.

Pelletfeuerungen

Für den komfortablen Einsatz im Leistungsband von 5 bis 20 kW werden je länger je mehr holzpelletbeschickte Kessel interessant. Diese erlauben eine vollautomatische Betriebsführung mit Leistungsregelung hinunter bis zu 30 % der Vollast. Die Preise für die Anlagen liegen etwa im Bereich (oder leicht unter demjenigen von) von Ölfeuerungen, allerdings ist der Brennstoff unter heutigen Bedingungen klar teurer als Öl. Die Pellets werden aus Sägemehl gepresst. Sie sind als Granulat nahezu wie eine Flüssigkeit handhabbar. Der Pelletpreis bewegt sich in der Grössenordnung von 50 bis 70 Fr./MWh.

Entwicklungstrends

Pelletfeuerungen können in Zukunft holzenergiegespiesene Wärmeverbünde, technisch und wirtschaftlich betrachtet, konkurrenzieren. Der Unterhaltsaufwand ist jedoch gegenüber einem Anschluss ans

Netz deutlich höher. Sie werden deshalb die NFN kaum völlig verdrängen.

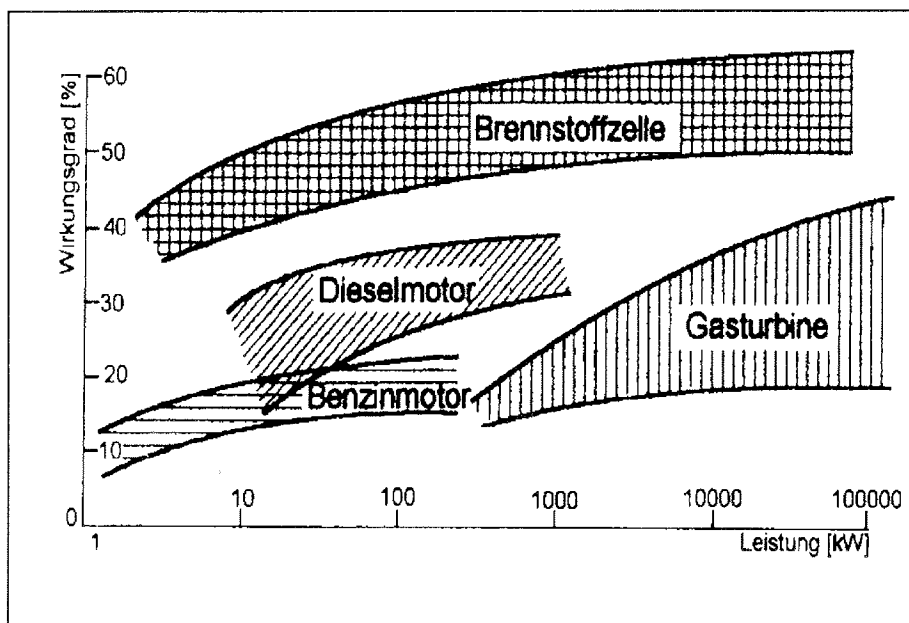
Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (Brennstoffzellen)

Die technische Weiterentwicklung und die Kostenentwicklung der BHKW-Anlagen lässt für die Zukunft nur noch geringe Veränderungen erwarten. Da es sich bei den technisch anspruchsvollen Komponenten um hochentwickelte Serienprodukte handelt, werden Wirkungsgradverbesserungen oder Preisrückgänge nur noch in bescheidenem Ausmass stattfinden.

BHKW-Anlagen

Brennstoffzellen zählen nicht zu den Systemen, die regenerierbare Energien nutzen, sondern sie werden mit fossilen Energieträgern, meistens mit Gas betrieben. Wie Figur 18 zeigt, haben sie einen ausgezeichneten Wirkungsgrad im Hinblick auf die Strombereitstellung und werden - eine "vernünftige" Kostenentwicklung vorausgesetzt - in Zukunft wohl an Bedeutung gewinnen. Als WKK-Komponenten können Brennstoffzellen über ein breites Leistungsband eingesetzt wer-

Brennstoffzellen



den.

Figur 18: Vergleich des Wirkungsgrades für Strombereitstellung. Kombikraftwerke erreichen heute bereits Wirkungsgrade über 50 %.

Phosphorsäure-Zelle

Die am weitesten entwickelte Zelle ist die Phosphorsäure-Zelle (PAFC), die zur Zeit mit spezifischen Investitionen von rund 3000 Fr./kW_{el} die Vergleichswerte für Blockheizkraftwerke und Gasturbinen noch übersteigt. Berechnungen zeigen allerdings, dass bei einer Betriebsdauer von 8000 h/a der Aufwand für Kapitaltilgung und Unterhalt "nur" 38 Fr./MWh_{el} beträgt. 1996 stand die grösste PAFC-Anlage mit einer Leistung von 11 MW in Japan; in Genf hatte eine 200 kW-Einheit bereits 30'000 Teststunden bei einem mittleren Wirkungsgrad von 40 % absolviert.

Karbonatschmelze-Zelle

Die MCFC Brennstoffzelle (Molten Carbonate Fuel Cell) gehört zu den Hochtemperaturzellen (600 bis 650 °C). Die eingesetzten Alkalikarbonat-Schmelzen sind bei hohen Temperaturen sehr aggressiv, sodass MCFC Brennstoffzellen in etwa 10 bis 20 Jahren eher in Grossanlagen bis 1000 MW Verwendung finden können.

Feststoff-Zelle

SOFC-Brennstoffzellen (Solid Fuel Cell) haben langfristig breite Einsatzmöglichkeiten und entsprechend hohes Kostensenkungspotential. Dieser Zelltyp gehört mit rund 800 bis 900 °C Betriebstemperatur ebenfalls zu den Hochtemperaturzellen. Sulzer arbeitet intensiv an der Entwicklung eines 1 kW_{el} + 1 kW_{th} Brennstoffzellenmoduls, das durch einen integrierten Brenner auf rund 16 kW_{th} erweitert wird. Gemäss Auskunft von Sulzer sind jetzt vier Anlagen in Industrieumgebungen im Feldtest. Erste Geräte sollen 2001 zu allerdings nicht konkurrenzfähigen Preisen von etwa 20 000 Fr. in den Markt gehen. Die Lebensdauer der eigentlichen Brennstoffzellenstapel ist immer noch gering. Das Entwicklungsziel ist vorerst auf fünf Jahre Lebensdauer und einen tragbaren Preis für die Ersatzelemente angesetzt. Weitere kostenrelevante Elemente bei den Kleinbrennstoffzellenanlagen sind auch die Wechselrichter und die Notversorgungssysteme, die eine Selbstzerstörung der Zellen bei Ausfall von externen Komponenten verhindern sollen. Preisziel für die 1 kW_{el} + 1 kW_{th} Brennstoffzelle bis 2010 ist rund 2 bis 3000 Fr. für den Stapel (Lebensdauer ca. 5 Jahre) und 10 000 Fr. für die Peripherie (Lebensdauer 15 Jahre).

Wenn diese Zielvorgaben erreicht werden, werden SOFC-Zellen einen wichtigen Anteil von Haus-Energieversorgungen übernehmen können.

Polymer-Elektrolyt-Membran-Zelle

Die PEM-Brennstoffzelle (Proton Exchange Membran) hat aufgrund ihrer Kompaktheit und ihrer grossen Leistungsdichte die vielfältigsten Anwendungsgebiete. Sie kann sowohl im stationären Anwendungsbereich für Nahwärmeversorgung als auch im mobilen Bereich für

Fahrzeugantrieb verwendet werden. Mittelfristig können mit dieser Zelle aufgrund der grossen Einsatzpotentiale die tiefsten Kosten für Wärme- und Strombereitstellung erreicht werden. Ein grosser Vorteil der PEM-Zelle sind die kurzen Reaktionszeiten bei Laständerung und ein mit 50 bis 70 % sehr hoher Wirkungsgrad bei der Stromerzeugung.

Brennstoffzellen kleiner Leistung (z.B. der Sulzer SOFC-Typ oder die PEM-Zelle) können auch als Strom- und Wärmeversorgungen für gut isolierte Mehrfamilienhäuser interessant werden und damit Netze konkurrenzieren.

*Kleine Leistungen:
Konkurrenz zu Netzen*

Brennstoffzellen eignen sich, und daran wird zur Zeit intensiv geforscht, als Komponente der CO₂-freien Wasserstoff-Sauerstoff-Wirtschaft. Je nach optimaler Baugrösse einer solchen Anlage kann ein Wärmeverbund die Voraussetzung für die Nutzung der Abwärme bei dem Betrieb einer H₂ Brennstoffzelle sein.

*CO₂ freie Energie-
wirtschaft*

Zelltypen, die grössere Einheiten erfordern (z.B. PAFC), sind zur Nutzung der Koppelwärme in den allermeisten Fällen auf den Anschluss an Wärmeverbünde angewiesen.

*Mittlere, grosse
Leistungen: Netze
erforderlich*

Wärmeverteilung

Wesentlichster Parameter für die Wirtschaftlichkeit von Netzen ist neben kostengünstiger Bauweise die absetzbare Wärmemenge pro Trasseemeter. Diese sind in erster Linie von der Besiedlungsstruktur, der Topologie und dem Anschlussgrad der Konsumenten, d.h. vom Einzelfall abhängig. Im folgenden untersuchen wir neu die globalen Trends bei den Komponenten und dem Engineering.

*Hauptfaktoren:
Baukosten und ab-
setzbare Wärme-
menge pro
Trasseemeter*

Leitungen

Das Leitungsmaterial wird in Zukunft eher leicht günstiger werden (im Prozentbereich), da in Europa vor allem in der Herstellung von isolierten Stahlrohren Ueberkapazitäten herrschen. Dies zwingt die Unternehmen zu Rationalisierungsmassnahmen.

Stangenware

Vor allem für kleinere Leitungsdurchmesser werden häufig Flexrohre verwendet, da diese günstiger verlegt werden können als die Stan-

Flexrohre

genware. In diesem Segment ist der Preisdruck nach Auskunft eines Herstellers weniger ausgeprägt.

Preisentwicklung

In Bezug auf die Materialpreise wird in Zukunft eine leichte Entlastung erwartet werden können, ein fundamentaler Durchbruch infolge gänzlich neuer Produktionstechniken oder Werkstoffe steht aber nicht in Aussicht.

Planungs- und Baukosten

Die Verlegetechniken sind Material- und ortsabhängig. Verbreitet ist immer noch die offene Grabenbauweise mit Verschweissen der Leitungsröhre in der Strasse. Hier werden noch Kostenreduktionspotentiale gesehen, indem vermehrt Flexrohre verlegt werden und die Trasseeführung von der Strasse weg auf Vorgärten und Parzellengrenzen verlegt wird. Ebenso können durch verbesserte Planungs- und Ausschreibeverfahren Kosten eingespart werden. Eine Kombination dieser Elemente kann eine Senkung des Niveaus von bis zu 40 % herbeiführen. (Siehe Anhang und Kapitel 6.3.3).

Wärmeübergabestationen

Standardisierung, Kompaktbauweise

Abwärmeübergabestationen enthalten die notwendigen Druckreduzier- und Absperrorgane zum Kunden hin. Ein weiterer wichtiger Teil der Wärmeübergabestationen sind die Wärmezähler. Durch standardisierte Bauweise und Ausnutzung von Skaleneffekten bei Produktion und Komponentenbeschaffung werden längerfristig auch für Wärmeübergabestationen moderate Preisabschläge erwartet. Zur Zeit befasst sich eine Arbeitsgruppe des SWKI¹⁰ mit dem Design von Kompaktwärmeübergabestationen.

Verzicht auf geeichte Wärmemessung

Ein weiteres Einsparungspotential im Bereich von etwa 10 % ergibt sich aus dem Verzicht auf eine geeichte Wärmemessung. Durch entsprechende Verfahren müssen die erhobenen Grundlagen zur Wärmeverrechnung aber trotzdem so ausgestaltet werden, dass sie eine korrekte Wärmeverrechnung zulassen.

10 Schweizerischer Verein der Wärme- und Klimaingenieure SWKI

Spezialfall kleine und mittlere Wärmeverbünde

Kleine Wärmeverbünde (Quartiersversorgungen etc.) können als sogenannte Direktsysteme ausgeführt werden. Im Gegensatz zu indirekten Systemen wird auf den Einbau von Wärmetauschern und damit auf eine hydraulische Trennung zwischen Netz und Verbraucher (z.B. Heizkörper) verzichtet. Wenn nur Flexrohre zum Einsatz kommen, die günstig maschinell durch Vorgärten etc. verlegt werden und die Wärmeübergabestationen nur soweit ausgebaut werden, dass eine verbrauchsabhängige Heizkostenabrechnung möglich wird, können sich die Investitionen für ein Netz massiv vermindern.

Der Einsatz von Direktsystemen wird durch die Anzahl Bezüger (max. 50) und durch Höhenunterschiede (Druck < 6 bar) aus Sicherheitsgründen und technischen Gründen begrenzt.

Fazit:

Bei der Ausführung von grösseren Fernwärmenetzen sind in näherer Zukunft keine fundamentalen Preisreduktionen zu erwarten. Durch eine massgeschneiderte und effiziente Planung und Bauausführung sind jedoch Reduktionspotentiale aktivierbar. Bei kleineren und mittleren Netzen sind bei Verzicht auf geeichte Uebergabestationen und durch Verlegung in Vorgärten und entlang an Parzellengrenzen noch massive Einsparungen von bis zu 50 % zu erzielen.¹¹

*Grössere Netze/
Kleinere Netze*

Diese Einsparungen sind höher als die mit einem Systemwechsel von indirekten zu direkten Systemen erreichbar sind.

6.1.3 Nachfrageseitig

Es wird trotz der Zunahme der beheizten Fläche erwartet, dass der Gesamtwärmebedarf in den nächsten Jahren leicht zurückgeht, vor allem, weil die Bausubstanz in der Schweiz infolge von Sanierungen zunehmend energetisch verbessert wird.

Sanierung der Bausubstanz

Bevölkerung, Haushaltsanzahl, Wirtschaftswachstum und Wohnungsverorgung zeigen auch zukünftig keine grundlegend andere Entwicklungsdynamik als in der Vergangenheit: Die Bevölkerung

¹¹ siehe auch [Musterausschreibung 97]

(1990: 6,8 Mio, 1995: ca. 7,1 Mio) wächst zwischen 1990 und 2010 voraussichtlich um 13 % auf 7,7 Mio; danach geht die mittlere Wohnbevölkerung leicht zurück (bis 2030 auf unter 7,6 Mio). Da die Privathaushalte vom Personenbesatz her im Durchschnitt immer kleiner werden, steigt deren Zahl auch über das Jahr 2010 noch weiter an: bis 2030 auf fast 3,5 Mio (1990: 2,8 Mio; 1995: knapp 3 Mio). Die Wohnungsversorgung - bis 2010 wird nicht für jeden Privathaushalt eine (Erstwohnung) vorhanden sein - wird dennoch besser: Die Zahl der Wohnungen erhöht sich von 3,1 Mio (1990; 1993: ca. 3,3 Mio) auf fast 4,1 Mio in 2030, die **Energiebezugsfläche wächst von 1990 370 Mio m² auf fast 540 Mio m²** - ein Zuwachs von rund 45 %. Pro Einwohner stehen in 2030 71 m² Energiebezugsfläche (1990 54 m², 1995 ca. 57 m²) zur Verfügung. Das Wirtschaftswachstum, die Produktions-, Einkommens- und Verbrauchsentwicklung werden als dynamisch genut eingeschätzt, um mehr Wohnraum, aber auch mehr und bessere Produkte zu finanzieren. [Prognos 1996].

Für die Beurteilung von bestehenden und neuen NFN sind die über sämtliche Haushalte gemittelten Entwicklungstrends gemäss den Energieperspektiven nur bedingt aussagekräftig. Viel wichtiger ist der jeweilige Nutzungstyp (DL, HH, Gewerbe) der angeschlossenen Bauten und deren energetischer Zustand (sanziert, nicht sanziert).

Nachfolgend einige spezifische Energiekennzahlen ausgewählter Bauten:

	Bestehende Bauten ohne gravierende Mängel				Sollwerte nach Gesamtplanung				Grenzwerte, Mindestanf. Neubauten				Zielwerte Neubauten			
	Q h	Q ww	eta	MJ/m2a	Q h	Q ww	eta	MJ/m2a	Q h	Q ww	eta	MJ/m2a	Q h	Q ww	eta	MJ/m2a
Bedarf Heizung, Warmwasser; Wirkungsgrad																
Ein- und Zweifamilienhäuser	425	60	0.70		340	60	0.80		330	60	0.75		280	60	0.85	
Mehrfamilienhäuser	450	100	0.75		330	100	0.80		300	100	0.75		250	100	0.85	
Energiekennzahl Heizung, Warmwasser	EKZ h	EKZ ww			EKZ h	EKZ ww			EKZ h	EKZ ww			EKZ h	EKZ ww		
Ein- und Zweifamilienhäuser	605	85			425	75			440	80			330	70		
Mehrfamilienhäuser	600	135			415	125			400	135			295	120		
Energiekennzahl Wärme	EKZ w				EKZ w				EKZ w				EKZ w			
Ein- und Zweifamilienhäuser	690				500				520				400			
Mehrfamilienhäuser	735				540				535				415			

Tabelle 23: Energiekennzahlen (EKZ) für verschiedene Haustypen und Bauzustände nach SIA 380/1)

SIA-Empfehlungen

Vom Energiebedarf
zur Energiekennzahl

Die Entwicklung der Energiekennzahlen lässt sich aus der SIA Empfehlung 380/1 und der bereits erwähnten Prognos-Untersuchung herleiten. Sie unterscheidet zwischen der Energiekennzahl für Ein- und Zweifamilienhäuser und jener für Mehrfamilienhäuser. SIA 380/1 legt die Energiebedarfe Q_h und Q_{ww} , also für Raumwärme und Warmwasser fest (siehe Tabelle 23). Unter Benutzung des Jahresnutzungsgrades lassen sich die Energiekennzahlen für Wärme und Warmwasser berechnen.

Prognose der Energiekennzahlen für 2000 bis 2030

In der nächsten Tabelle werden die von Prognos errechneten Heizenergiebedarfe für die vorhandene Bausubstanz und für Neubauten mit den SIA-Angaben für Jahresnutzungsgrad und Warmwasserbedarf kombiniert. Dies führt zu folgenden Zeitreihen für die zu erwartenden Energiekennzahlen.

		Jahr	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Heizenergiebedarf für grosse Mehrfamilienhäuser	Q_h		385	370	360	350	340	330	320
Heizenergiebedarf für Neubauten (ohne VHKA)	Q_h		275	265	255	250	245	245	240
Energiekennzahl für grosse Mehrfamilienhäuser	$EKZ_{h(FW)}$		430	410	400	390	380	365	355
Energiekennzahl für Neubauten	$EKZ_{h(FW)}$		305	295	285	280	270	270	265
Energiekennzahl für Warmwasserbereitstellung	$EKZ_{ww(FW)}$		110	110	110	110	110	110	110
Energiekennzahl für grosse Mehrfamilienhäuser total	$EKZ_{h+ww(FW)}$		540 100%	520	510	500	490 90%	475	465
Energiekennzahl für Neubauten total	$EKZ_{h+ww(FW)}$		415 100%	405	395	390	380 90%	380	375

h: Heizung, ww: Warmwasser, (FW) Fernwärme

Tabelle 24: Zeitreihen für Energiekennzahlen in MJ/m²a für bestehende Mehrfamilienhäuser und Neubauten.

Wie ein Vergleich mit Tabelle 23 zeigt, wurden für die Warmwasserbedarfe in Neubauten die Mindestanforderungen verwendet. Der für die Berechnung der Energiekennzahlen verwendete Jahresnutzungs-

grad wurde mit 0,90 eingesetzt; dieser Wert ist für Fernwärmeheizungen typisch.

Die in Tabelle 24 aufgelisteten Energiekennzahlen gelten nur für Wohnbauten. Für öffentliche Bauten, wie auch für Industrie- und Dienstleistungsgebäude gelten andere Verhältnisse. Die Energiebedarfe für Heizzwecke in Schulen und Verwaltungsbauten liegen gemäss SIA 380/1 etwa 10 % unter den Werten für Wohnbauten, jene für Krankenhäuser und Spitäler rund 20 % darüber. Durch Sanierungen wird ein Rückgang der Energiebedarfe um etwa 25 bis 30 % erwartet. Somit werden auch Verwaltungsbauten etc. wegen energetischen Sanierungen ihren Energiebedarf deutlich reduzieren.

*Verwaltungs- und
Dienstleistungsbau-
ten, Spitäler*

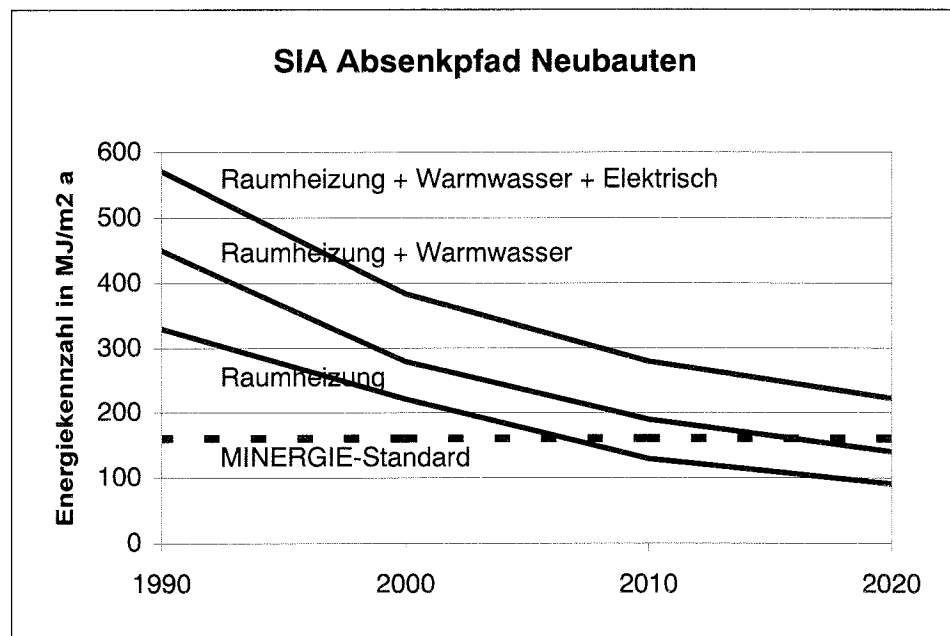
Bei Industriebauten muss neben energetischen Sanierungen der Gebäudehüllen und anderen Anstrengungen zur besseren Energienutzung auch damit gerechnet werden, dass Produktionen aufgegeben oder ins Ausland verlagert werden. Solche Ereignisse können empfindliche schlagartige Wärmenachfrage-Rückgänge zur Folge haben.

Industriebauten

Prognose der Energiekennzahlen gem. Fachkommission Energie des SIA, 1996

Die Abnahme der in Tabelle 23 ausgewiesenen Energiekennzahlen folgt einer breitgefächerten Untersuchung der schweizerischen Bausubstanz [Prognos 1996]. Zumindest für Neubauten dürfte aber nach Resultaten einer SIA-Fachkommission mit besseren Werten gerechnet werden. Die folgende Figur ist dem Energieplanungsbericht 1998 des Kantons Zürich entnommen [Energieplanungsbericht ZH 1998].

Neubauten



Figur 19: Absenkpfad für Neubauten gemäss der Fachkommission Energie des SIA, 1996

Die in Figur 19 definierte Abnahme reflektiert die energetischen Eigenschaften, die von den Neubauten in Zukunft erwartet werden.

Gesamtbestand

Vergleichbare Zahlenreihen für den Gesamtbestand an Wohnbauten existieren nicht. Vor dem Hintergrund des in Figur 19 dargestellten Absenkpfares scheinen aber die Zahlenreihen in Tabelle 24 für den Baugesamtbestand zu moderat.

Minergiestandard

Ein weiterer Energiesparstandard ist die sog. MINERGIE Bauweise. Diese Bezeichnung darf auf Häuser angewendet werden, die hinsichtlich

- Komfort
- Gesundheit
- Schadenfreiheit
- und Energieverbrauch

zeitgemässe, hohe bauliche und technische Ansprüche erfüllen.

MINERGIE Wohnbauten dürfen folgende Grenzwerte nicht überschreiten:

MINERGIE-Grenzwerte	EKZ w *	EKZ w *
	MJ/m ² a	kWh/m ² a
Neubauten	160	45
Altbauten (Sanierungen)	320	90

EKZ w *: gewichtete Energiekennzahl Wärme

Tabelle 25: MINERGIE-Grenzwerte für Wohnbauten

Die gewichtete Energiekennzahl beinhaltet die beiden Komponenten Raumwärme und Warmwasser. Elektrizität, die dem Haus zu Nicht-Haushaltzwecken zugeführt wird, also für Heizung und Raumluftkonditionierung, wird doppelt gerechnet.

Gewichtete Energiekennzahl

Die entsprechenden aus SIA 380/1 sowie den gesetzlichen Wärmedämmanforderungen der Kantone abgeleiteten Energiekennzahlen (ohne doppelte Gewichtung der Elektrizität) lauten für "normale" neue Mehrfamilienhäuser ca. 300 MJ/m² a und für sanierte 540 MJ/m² a. (Siehe Tabelle 23.)

Mindestanforderungen

6.2 Auswirkungen auf die Wärmenetze

6.2.1 Exemplarische Beispiele

Im folgenden werden einige typische Netzkonfigurationen als Fallbeispiele behandelt und auf ihre Zukunftsfähigkeit hin untersucht. Als Instrument dazu dient ein detailliertes Funktions- und Kostenmodell. Das Ziel ist, aufzuzeigen, inwieweit vorhersehbare Veränderungen die Wärmeverteilungskosten beeinflussen.

Als Vergleichsgrösse werden die spezifischen Wärmeverteilungskosten berechnet. Sie beziehen sich auf eine MWh gelieferter Energie und geben somit ein Mass für die Infrastrukturkosten zur Verteilung der Wärme. Für die gesamten Wärmekosten ab Wärmeübergabestation müssen noch die Aufwendungen für Wärmeerzeugung und / oder

Wärmeauskopplung hinzuaddiert werden. Ebenfalls unberücksichtigt bleibt der Energiebedarf der Hilfsaggregate (Pumpen etc.).

Wir betrachten folgende typische Fallbeispiele:

1. **Neubau einer Quartierwärmeversorgung**

In diesem Beispiel werden die Verteilkosten (in Fr./MWh) für einen Netzneubau in Quartieren mit Ausnützungsziffer 0,4, 0,8 und 1,2 berechnet. Dabei wird zwischen dem Anschluss bestehender Bauten und Neubauten unterschieden.

2. **Wärmeverbund in ländlicher Umgebung**

Hier wird untersucht, inwieweit sich die Verteilkosten bei einem in ländlicher Umgebung erbauten Netz verändern, wenn von einer fortlaufenden Sanierung der angeschlossenen Bauten und dem zusätzlichen Anschluss neuer Häuser ausgegangen wird. Die Annahmen entsprechen einem typischen Wärmeverbund mit Holzschnitzelfeuerung mit 5 grösseren und einigen kleineren und mittleren Bauten.

3. **Wärmeverbund in städtischer Umgebung**

Die Veränderung der Verteilkosten bei "normaler" und bei forcierter fortlaufender Sanierung werden berechnet. Im betrachteten Gebiet werden zehn vier bis fünfgeschossige Wohnhäuser versorgt. (Typischer Wärmeverbund auf Stadtgebiet.)

4. **Grösseres Netz**

Es wird vom Neubau (bzw. Ausbau) eines Netzes für den Anschluss verschiedener, durch die Ausnützungsziffern charakterisierter Wohngebiete ausgegangen. (Beispiel Ausbau eines KVA-Netzes)

Fall 1: Quartierwärmeversorgung, Neuerschliessung mit Fernwärme

Berechnungsmethode

Anhand dieses Beispiels wird auch die Berechnungsmethode erläutert.

Zonenfläche

Bei der Berechnung wurde von der Vollversorgung von 1 ha Wohnzone ausgegangen. Im Verteilkosten inbegriffen sind folgende Größen:

- Zuleitung zum Areal und Hauptleitung innerhalb des Areals,

- 10 m Anschlussleitungen (Trasseelänge) zu den einzelnen Wärmeübergabestationen,
- Wärmeübergabestationen in den angeschlossenen Häusern (ohne Wärmetauscher.).

Der Berechnung der Annuitäten liegt ein Realzins von 2,5 %/a zugrunde. Die Lebensdauern der einzelnen Anlagenteile sowie der Unterhaltssatz wurde entsprechend den Angaben in [Musterausschreibung 97] gewählt.

*Annuitäten
Unterhaltssätze*

Die Energiebezugsfläche (EBF) errechnet sich aus der Zonenfläche (im vorliegenden Fall 1 ha), dem Ausbaugrad (ABG), der Ausnutzungsziffer (AZ), dem Verhältnis von Nettosiedlungs- zu Gesamtzonenfläche (NSF/ZF) und dem Verhältnis von Energiebezugs- zu Bruttogeschossfläche (EBF/BGF). In allen folgenden Berechnungsfällen ist durchgehend $ABG = 0,80$, $NSF/ZF = 0,85$ und $EBF/BGF = 1$ gesetzt.

Energiebezugsfläche

Für die Berechnung des Energiebedarfs finden die Energiekennzahlen (EKZ) Verwendung, wie sie unter Kapitel 6.1.3 für Neubauten und bestehende Bauten hergeleitet wurden. Bei der Vollsanieung wurde angenommen, dass die SIA-Mindestanforderungen um gut 10 % übertroffen wurden.

Energiebedarf

Folgende Tabelle zeigt die resultierenden Wärmeverteilungskosten bei unterschiedlichen Randbedingungen.

Zonenfläche = 1 ha	AZ	EBF	EKZ 2)	Energie- h+ww bedarf	Verteil- kosten
		m²	MJ/m²a	MWh/a	Fr./MWh
Neubauten 2000	0,40	2'700	415	310	52
Neubauten 2000	0,80	5'400	415	630	30
Neubauten 2000	1,20	8'200	415	940	21
Bestehende Bauten 2000	0,40	2'700	540	410	41
Bestehende Bauten 2000	0,80	5'400	540	820	24
Bestehende Bauten 2000	1,20	8'200	540	1'200	16
Bestehende Bauten 2030 1)	0,40	2'700	465	350	47
Bestehende Bauten 2030	0,80	5'400	465	700	28
Bestehende Bauten 2030	1,20	8'200	465	1'100	19
Best. Bauten 2030 vollsanziert	0,40	2'700	360	270	61
Best. Bauten 2030 vollsanziert	0,80	5'400	360	540	36
Best. Bauten 2030 vollsanziert	1,20	8'200	360	820	25

1) durchschnittlich saniert

2) Die Energiekennzahl bezieht sich auf Fernwärme (Jahresnutzungsgrad = 0,9)

Tabelle 26: Verteilkosten bei Neuerschliessung von Quartieren. Es werden sämtliche Bauten angeschlossen

Verteilkosten

Wie zu erwarten, steigen die Verteilkosten pro MWh gelieferte Wärme mit abnehmenden Ausnutzungsziffern kräftig an, da die Leistungsdichten im Netz proportional zur AZ abnehmen, die Kostenreduktion infolge kleinerer Leitungsquerschnitte aber vergleichsweise bescheiden bleiben.

Sanierter Bestand

Der Ausblick in das Jahr 2030 zeigt, dass die mittlere Energiekennzahl für bestehende Bauten infolge dauernder Sanierungsbemühungen von 540 auf 465 MJ/m² a sinkt. Dies hat wegen des Rückganges der abgesetzten Energie ebenfalls eine Erhöhung der Verteilkosten um 16 % zur Folge. Zusätzlich wurde noch ein Fall durchgerechnet, bei dem von einer Vollsanierung ausgegangen wurde, bei der die SIA-Mindestanforderungen übertroffen werden: Die resultierenden Verteilkosten steigen in einem solchen Fall um 50 % an.

Neubauten

Die im Jahre 2000 errichteten Neubauten werden auch 2030 noch eine erheblich tiefere Energiekennzahl als der Durchschnitt der sanierten "bestehenden Bauten" haben.

Fall 2: Wärmeverbund in ländlicher Umgebung

Dieser ist charakterisiert durch ein verhältnismässig ausgedehntes Netz mit wenigen Grossabnehmern und etlichen bescheidenen Energiebezügern. Für die Zukunft wird damit gerechnet, dass die bestehenden Bauten mehrheitlich wärmetechnisch saniert werden und sich die Anschlussdichte im bereits bei Planlegung bekannten Versorgungsgebiet verbessert. Zusätzlich ist für die fernere Zukunft (2020) die Neuerschliessung eines ganzen Quartiers vorgesehen.

Situation

Die grösseren Gebäude, z.B. Altersheime und Schulbauten haben eine EKZ von $640 \text{ MJ/m}^2 \text{ a}$. Nach der Sanierung wird sie im Jahre 2030 nur noch $450 \text{ MJ/m}^2 \text{ a}$ betragen. Da die Energiebezüge bei gleichbleibenden Annuitäten und Unterhaltsaufwendungen zurückgehen, steigen die Verteilkosten um 19 Fr./MWh (+40 %) an.

Bestehende Gemeindebauten

In dem anderen erschlossenen Gebiet werden im Laufe der Jahre energetische Sanierungen vorgenommen, wie sie dem schweizerischen Durchschnitt entsprechen: Die EKZ sinkt von $540 \text{ MJ/m}^2 \text{ a}$ (2000) auf $465 \text{ MJ/m}^2 \text{ a}$ (2030); die Verteilkosten steigen um 7 Fr./MWh (15 %) an.

Bestehende Mehrfamilienhäuser

Durch den Anschluss von weiteren bestehenden Bauten im Jahre 2030 und die Neuerschliessung eines Neubaugebietes lässt sich der Rückgang der Wärmenachfrage ausgleichen. Bei den Grenzkosten von 38 bzw. 41 Fr./MWh nehmen die Jahreskosten um insgesamt 25'000 Fr./a auf 150'000 zu. Die mittleren Verteilkosten liegen 2030 um 11 Fr./MWh höher als bei Abschluss der ersten Anschlussphase.

Weitere Anschlüsse bis 2030

	EBF	EKZ	E-Bedarf	Verteil- kosten	Jahreskosten
	m2	MJ/m2 a	MWh	Fr./MWh	Fr.
Heute (2000)					
Bestehende Gemeindebauten	12'000	640	2'100	45	96'000
Bestehende Mehrfamilienhäuser	4'000	540	600	45	27'000
Ganzes Versorgungsgebiet	16'000		2'700	45	120'000
Zukunft (2030)					
Bestehende Gemeindebauten	12'000	450	1'500	64	96'000
Bestehende Mehrfamilienhäuser	4'000	465	520	52	27'000
Bestehende Bauten, Neuanschlüsse	1'600	465	210	38	7'900
Neubauten 2020	4'000	380	420	41	17'000
Ganzes Versorgungsgebiet	22'000		2'700	56	150'000

Tabelle 27: Wärmeverteilkosten eines typischen Netzes in ländlicher Umgebung heute und im Jahr 2030.

Fazit

Das Beispiel demonstriert, dass die Neuanschlüsse die Abnahme des Wärmebedarfes bei bestehenden Bauten kompensieren können, die zusätzlichen Aufwendungen für die Neuanschlüsse lassen jedoch die mittleren Wärmeverteilkosten für alle Bezüger um 23% ansteigen.

Fall 3: Wärmeverbund in städtischer Umgebung

Zonen mit hoher Wohndichte sind für Wärmeverbünde geeignet, da die Investitionen in das Netz aufgrund der hohen Energienachfrage leicht zu amortisieren sind. Das in Tabelle 28 präsentierte Beispiel führt dies deutlich vor Augen.

Arealfäche = 1 ha	AZ	ASG	EBF	EKZ	E-Bedarf	Verteil- kosten
		%	m2	MJ/m2 a	MWh/a	Fr./MWh
Neubau des Netzes 2000	1,2	100	8'200	540	1'200	12
Betrieb 2030 durchschnittliche Sanierung bestehender Bauten	1,2	100	8'200	465	1'100	13
Betrieb 2030, Vollsanierung	1,2	100	8'200	360	820	17

Tabelle 28: Wärmeverbund in städtischer Umgebung heute und im Jahr 2030.

Die Ausnutzungsziffer von 1,2 entspricht etwa 4 bis 5-geschossigen Wohnhäusern. Es wird angenommen, dass alle in die Planung einbezogenen Objekte bereits von Anfang an durch den Wärmeverbund versorgt werden. Die Wärme wird in einer innerhalb des Areals gelegenen Zentrale produziert. Insgesamt werden 10 Gebäude versorgt. Die 10 Uebergabestationen und die Zuleitungen von der Hauptverteilung sind analog zum Beispiel in Tabelle 26 berücksichtigt.

Ausnutzungsziffer

Der Rückgang der Energiekennzahl von 540 auf 465 MJ/m² a hat eine Erhöhung der Verteilkosten um 1 Fr./MWh zur Folge. Wird der Bestand aber effizienter saniert, sodass sich die EKZ beispielsweise auf 360 MJ/m² a erniedrigt, verandert halbfachen sich die Verteilkosten nahezu.

Energiekennziffer

Unter günstigen städtischen Verhältnissen - dichte Bebauung, hoher Anschlussgrad - kann ein Rückgang der Wärmenachfrage aufgrund der durchschnittlichen schweizerischen Gebäudesanierungstätigkeit verkräftet werden; dies deshalb, weil die Verteilkosten schon von allem Anfang an tief sind.

Fazit

Fall 4: Grösseres Netz

Das vierte Beispiel dreht sich um ein typisches Netz, wie es zur Versorgung von Gebieten unterschiedlicher Dichte dienen könnte. Es werden drei Areale von je acht Hektaren Fläche mit Fernwärme erschlossen. Die Areale unterscheiden sich durch unterschiedliche Ausnutzungsziffern (0,4, 0,8 und 1,2). Die Gebiete mit tiefer AZ liegen aussen und werden durch Hauptleitungen, die von der Kernzone (AZ=1,2) wegführen, versorgt. Die Kernzone schliesslich ist durch

eine 1,2 km lange Stichleitung mit der Wärmequelle (z.B. KVA, Industrie, etc.) verbunden.

Versorgungsfläche = 24 ha	ASG effektiver geplant	ASG	effektive EBF	EKZ	E-Bedarf	Verteil- kosten
	%	%	m2	MJ/m2 a	MWh/a	Fr./MWh
Neubau des Netzes 2000	100	50	65'000	540	9'800	60
Neubau des Netzes 2000	60	50	65'000	540	9'800	55
Betrieb 2030 ohne Verbesserung des ASG	100	50	65'000	465	8'400	69
Betrieb 2030 ohne Verbesserung des ASG	60	50	65'000	465	8'400	64
Betrieb 2030 mit Verbesserung des ASG	100	70	91'000	465	12'000	52
Betrieb 2030 mit Verbesserung des ASG	60	70	91'000	465	12'000	48

Tabelle 29: Grösseres Netz mit Zuleitung von Abwärmequelle.

*Geplanter An-
schlussgrad*

Bereits ein wichtiges Kriterium bei der Dimensionierung des Netzes ist der schlussendlich angestrebte Anschlussgrad. Je höher dieser gewählt wird, umso grössere Leitungsquerschnitte müssen verlegt werden. Dies widerspiegelt sich auch in höheren Kosten. Im vorliegenden Beispiel wurde für den einen Fall die Vollanschlussvariante zugrundegelegt (geplanter Anschlussgrad = 100 %), für den andern Fall eine moderate Reserve von 20 % - dies entspricht einem für die Dimensionierung vorgegebenen Anschlussgrad von 60 %.

*Effektiver An-
schlussgrad*

Bei Inbetriebnahme des Netzes - so eine weitere Annahme in diesem Beispiel - beträgt der Anschlussgrad in allen Gebieten 50 %. Dies führt zu Verteilungskosten von 55 Fr./MWh bei einer reduzierten Dimensionierung und zu 60 Fr./MWh bei Auslegung auf Vollanschluss.

Energiekennzahlen

Bis zum Jahr 2030 wird ein Teil der Bauten saniert, die EKZ wird Tabelle 24 auf 465 MJ/m2 a abnehmen., Die Reduktion der Wärmenachfrage führt zu einem Anstieg der Wärmeverteilungskosten um 9 Fr./MWh.

*Verbesserung des
Anschlussgrades im
Laufe der Jahre*

Aufgrund der mässigen Reservedimensionierung könnte der Anschlussgrad durch Gewinnung neuer Kunden beispielsweise auf

70 % gesteigert werden. Dies würde bei einer Anlagenauslastung an der Leistungsgrenze Verteilkosten von 48 Fr./MWh ergeben ¹². Im Falle eines geplanten ASG von 100 % müsste die Vorhaltung nicht benutzter Leistungsreserven mit 4 Fr./MWh bezahlt werden.

Das in Tabelle 29 abgehandelte Beispiel entspricht einer kleineren Fernwärmeversorgung, die z.B. aus einer KVA gespeisen wird. (Verteilleistung bei Dim = 60 % ca. 6,5 MW). Auch hier gilt, dass durch Gewinnung neuer Kunden dem Anstieg des Wärmeversorgungspreises wegen Gebäudesanierungen entgegengewirkt werden kann.

Bei den typischen grösseren Netzen wirkt sich die Abnahme des Wärmebedarfes weniger dramatisch aus. Meist haben diese Netze bedeutende zusätzliche groberschlossene Bezüger. Diese Neuanschlüsse können die Absatzeinbussen durch energetische Sanierung der Bauten kompensieren. *Fazit*

Rekapitulation

Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Sachverhalte, die in den Rechenbeispielen herausgearbeitet wurden, noch einmal rekapituliert.

Anschlussdichte

Die Anschlussdichte, d.h. die nachgefragte Wärme pro Trasseemeter ist der wichtigste kostenbestimmende Faktor. Die günstigsten Kosten liessen sich mit 12 Fr./MWh für den städtischen Wärmeverbund errechnen. Die idealen Parameter sind eine möglichst hohe Ausnutzungsziffer und Vollanschluss. Da die Verteilkosten aufgrund der günstigen Randbedingungen tief sind, verändern auch Gebäudesanierungen und damit einhergehende Verminderungen der Wärmenachfrage im Laufe der Jahre die Verteilkosten nur im Bereich von wenigen Franken.

¹² In den auf die nachgefragte Wärme bezogenen Wärmeverteilkosten sind die Annuitäten und Unterhaltskosten für die Zuleitungen und Wärmeübergabestationen der Neuanschlusser mit eingerechnet. Zur Erinnerung: Die Wärmeübergabestation enthält nur die Messeinrichtung; Wärmetauscher gehen zu Lasten der Kunden.

Die grossflächige Fernwärmeversorgung mit Energie aus einer abgelegenen Wärmequelle schneidet mit Verteilkosten von 50 bis 60 Fr./MWh schon wesentlich schlechter ab als der kleine städtische Wärmeverbund. Dies ist eine Folge der geringeren Anschlussdichte aufgrund der durchschnittlich tieferen Ausnutzungsziffern und kleineren Anschlussgrade. Da in diesem Falle das Preisniveau für die Verteilkosten schon relativ hoch ist, fallen Lieferminderungen aufgrund von in Zukunft zu erwartenden Gebäudesanierungen in absoluten Zahlen stark ins Gewicht (Grössenordnung: 10 Fr./MWh.). Es bestehen meist bedeutende innere Verzichtungspotentiale (Neuanschlüsse in erschlossenen Gebieten). Der zusätzlich mögliche Absatz kann die Ertragsminderung aufgrund baulicher Sanierungen überkompensieren.

Reservedimensionierung

Bei der Dimensionierung eines Wärmeverbundes sind Reserven nur sehr zurückhaltend einzuplanen. Insbesondere bei dem grösseren Netz (Tabelle 29) zeigen sich die Kostenfolgen einer Ueberdimensionierung deutlich. Falls im Laufe der Jahre der Anschlussgrad verbessert werden kann, werden die freiwerdenden Leistungskapazitäten aufgrund von Gebäudesanierungen wieder kompensiert. Eine Überdimensionierung ist also nicht nötig..

Gebäudesanierungen

Diese sind ein wichtiges Element, das die Wirtschaftlichkeit der Netze in den kommenden Jahren bestimmt. Zwischen 2000 und 2030 wird sich die durchschnittliche Energiekennzahl für grössere Wohnbauten um etwa 16 % erniedrigen. Dies ist eine Folge der Sanierungen, die an der vorhandenen Bausubstanz laufend vorgenommen werden. Es liegt auf der Hand, dass die wärmebezogenen Verteilkosten im gleichen Masse zunehmen, wie der Wärmeabsatz zurückgeht.

Laufende Erhöhung des Anschlussgrades

Es muss versucht werden, durch die Gewinnung neuer Kunden den Wärmeabsatz konstant zu halten oder nach Möglichkeit zu steigern. Allerdings muss bei Neuanschlüssen gewährleistet sein, dass die zu

tätigenden Investitionen im Rahmen bleiben, d.h., dass die Anschlussleitungen zu den neuen Kunden nicht zu lang werden. Alle Beispiele zeigen, dass die Strategie, den Anschlussgrad im Netz zu erhöhen, den Anstieg der Verteilkosten bremsen oder gar umkehren kann.

Nachfolgend die zu erwartende Veränderung der Wärmeverteilungskosten typischer Netze:

	Wärmeverteilungskosten		
	Jahr 2000 Fr./MWh	Jahr 2030 Fr./MWh	Veränderung
Fall 1: Quartierwärmeversorgung mit Neubauten	30	30	+/- 0%
Fall 2: Wärmeverbund in ländlicher Umgebung	45	56	+ 25%
Fall 3: Wärmeverbund in städtischer Umgebung	12	17	+ 41%
Fall 4: Grösseres Netz	55	48	- 10%

Tabelle 30: Veränderung der Wärmeverteilungskosten der modellhaften NFN über die nächsten 30 Jahre.

Relativ gesehen muss der städtische Wärmeverbund in unserem Beispiel mit der grössten Steigerung der Wärmeverteilungskosten rechnen. Aufgrund der tiefen Wärmeverteilungskosten ist dies wenig problematisch. Die meisten betriebswirtschaftlichen Schwierigkeiten wird der Wärmeverbund in ländlichen Gegenden zu überwinden haben.

Fazit

6.3 Alternativen zu heutigen Wärmenetzen

6.3.1 Kalte Fernwärme

Unter kalter Fernwärme versteht man den Transport von Wärme auf tiefem Temperaturniveau, beispielsweise von häuslichen Abwässern. Die Wärmeauskopplung kann durch Wärmetauscher in Abwasserkanälen erfolgen, aber auch das gereinigte Abwasser am Auslauf von Kläranlagen eignet sich zur Verteilung. Allerdings muss dieses Was-

*Meist häusliche
Abwässer als Energiequelle*

ser weitgehend frei von Schwebstoffen etc. sein, um Verschlammung der Anlagen oder Verstopfung von Wärmepumpen zu vermeiden.

Wärmepumpen zentral oder dezentral

Auf Verbraucherseite wird das Temperaturniveau mit Wasser-Wasser-Wärmepumpen angehoben. Diese Wärmepumpen können zentral angeordnet sein und ihrerseits in eine heisse Verteilung speisen, oder jedes angeschlossene Gebäude verfügt über eine eigene - kleinere - Wärmepumpe.

Mehr Hilfsenergie

In kalten Fernwärmenetzen zirkuliert etwa die 10 bis 20-fache Menge an Wasser, da die nutzbare Temperaturdifferenz viel kleiner ist als in einem heissen Netz. Dies bedingt markant höhere Pumpenleistungen.

Netzerstellungskosten

Leitungsisolation entfällt

Die Kosten für den Bau von Trassen zur Verteilung kalter Fernwärme sind geringer, da im Gegensatz zu heissen Leitungen auf die Isolation verzichtet werden kann und somit unisolierte Kunststoffleitungen verlegt werden können. Das bringt eine Reihe von Kostenreduktionen mit sich. Es ist aber davon auszugehen, dass die Gräben etwa gleiche Ausmasse haben wie bei isolierten Leitungen, da die durchgesetzten Wassermengen grösser sind. Die Rohrinnendurchmesser werden daher etwa 3 bis 4 mal grösser sein, als bei heissen Verteilungen, die Rohraussendurchmesser werden etwa gleich sein, da keine Isolation erforderlich ist.

Ev. kann Rückleitung entfallen

Je nach Situation der Fliessgewässer in den versorgten Gebieten können die zum Wärmeentzug benutzten Abwässer direkt in den Vorfluter zurückgegeben werden. In solchen Fällen erübrigt sich eine Rückleitung.

Wie bereits erwähnt, dürften sich Kosteneinsparungen nur beim verwendeten Leitungsmaterial und der einfacheren Verlegung und Montage bemerkbar machen.

Basierend auf Auskünften eines Herstellers von Leitungsmaterial ergeben sich die folgenden Kostenverhältnisse:

Trasseebaukosten	Kostenniveau Leitungsmaterial inkl. Montage	Band- breite	Kostenniveau Trasseebau u. Leitungen	Band- breite
	%	+/- %	%	+/- %
"Starre Verlegung"	100		100	
"Flex"-Material	75	5	90	3
"kalte" Leitungen, Kunststoff, Vor- und Rücklauf	45	5	80	3
"kalte" Leitungen, Kunststoff, nur Vorlauf	23	3	70	2

[Musterausschreibung 1997], Durena, Kabelwerke Brugg

Tabelle 31: Abschätzung der Trasseebaukosten für die Verlegung von isoliertem Stangenmaterial, von Flexleitungen und unisolierten Kunststoffleitungen für kalte Fernwärmeverteilungen.

Während sich bei dem Material starke Preisreduktionen bemerkbar machen, sinken die Kosten für das gesamte Trassee nicht sehr kräftig. Die Kostenreduktion ist mit 30 % am ausgeprägtesten, wenn das genutzte Wasser direkt nach dem Wärmeentzug in den Vorfluter zurückgeleitet werden kann.

Kostenvergleich

Im folgenden Kostenvergleich werden drei Netzvarianten untersucht:

1. Heisse Fernwärmeverteilung:
Das errechnete Beispiel basiert auf der Erschliessung eines Neubauareals von 0,7 ha Fläche und der Ausnutzungsziffer 0,8. Die Zuleitung zur Wärmequelle betrage 600 m. Die Abwärme wird dem Klärwasser in der ARA durch eine Gruppe von 3 Wärmepumpen entzogen.
2. Kalte Fernwärmeverteilung:
Dasselbe Areal wie in Fall 1 wird mit einer kalten Verteilung erschlossen. Anstelle der Wärmeübergabestationen werden Wärmepumpen betrieben.
3. Kalte Zuleitung - heisse Fernwärmeverteilung:
Die 600 m Zuleitung werden als kalte Leitung ausgeführt. Eingangs des Areals steht eine Gruppe von 3 Wasser-Wasser-Wärmepumpen in Betrieb. Die Wärme wird anschliessend durch

einen heissen Wärmeverbund zu den Uebergabestationen der Kunden geführt.

Jahreskosten		Fall 1: warm Fr/a	Fall 2 kalt Fr/a	Fall 3 kombiniert Fr/a
Zuleitung	600 m	19'000	15'000	15'000
Verteilungen in Areal	140 m	4'400	3'500	4'400
Anschlussleitungen	7 x 10 m	2'100	1'700	2'100
Wärmeübergabestationen	7 x DN20	1'900		1'900
Dezentrale Wärmepumpen	7 x 40 kW		24'000	
Zentrale Wärmepumpengruppe	3 x 80 kW	17'000		17'000
Jahresarbeitszahl Wärmepumpen ¹⁾		(3,5)	(4,5)	(3,5)
Elektrizität Wärmepumpen (12 Rp./kWh)		15'000	12'000	15'000
Jahreskosten für Hilfsenergie (Pumpen)		240	2'400	1'900
Summe Jahreskosten		60'000	58'000	57'000
Abgesetzte Wärme	MWh	440	440	440
Wärmegestehungskosten	Fr./MWh	136	131	130

1) Die höhere JAZ beruht auf einer gleitenden und für jedes Haus individuellen Vorlauftemperatur.

Tabelle 32: Gegenüberstellung der Jahreskosten verschiedener Verteilsysteme für warme und kalte Verteilung

In der Tabelle sind die Annuitäten und jährlichen Unterhaltskosten für die einzelnen Komponenten des berechneten Beispiels zusammengestellt.

Während die heisse Zuleitung pro Jahr etwa 19 000 Fr. kostet (Realzins = 2,5 %/a, Abschreibedauer = 30 a, Unterhaltssatz = 0,5%/a), ist bei einer kalten Leitung nur mit 15'000 Fr./a bei Ausführung von Vor- und Rücklauf zu rechnen.

Hauptleitungen

Die Hauptleitungen innerhalb des Areals sind um 900 Fr./Jahr (oder 20 %) günstiger, wenn sie als kalte Verteilung ausgeführt werden. Dasselbe Bild zeigt sich bei den Anschlussleitungen. Die Wärmeübergabestationen sind nur im Fall 1 und 3 notwendig.

Wärmepumpen

Im Fall 2, in dem von einer kalten Verteilung bis zu den einzelnen Abnehmern ausgegangen wird, muss jeder Kunde seine eigene Wärmepumpe einsetzen. Die Steuerung der Wärmepumpe beinhaltet in der Regel eine Wärmemess- und -Zähleinrichtung.

Der Hilfsenergieeinsatz für die Förderpumpen wurde für die heissen Teilstücke des Netzes mit 0,5 % der thermischen Energie gemäss [EWI 1998] eingesetzt. Für die kalten Teilstücke wurde der Hilfsenergieeinsatz auf 5 % verzehnfacht. Der Strom wurde mit 110 Fr./MWh verrechnet.

Hilfsenergie

Betriebsführung der Wärmepumpen

Die Jahresarbeitszahl ist als das Verhältnis von erzeugter Wärmeenergie zu eingesetzter mechanischer Energie über ein Betriebsjahr definiert. Neue Messungen des Elektrizitätswerks des Kantons Zürich haben für Wasser-Wasser-Anlagen JAZ-Werte von 4 bis 4,5 ergeben. Je kleiner die Differenz zwischen Vorlauftemperatur des Gebäudeheizsystems und Wärmeträger, umso besser wird die JAZ. Neben der Wahl von qualitativ guten Maschinen lässt sich auch durch eine optimierte Steuerung der Phasen für Heizung (Bodenheizung) und Warmwasserbereitung eine hohe Jahresarbeitszahl verwirklichen.

*Gemessene
JAZ = 4,0 - 4,5*

Das wichtigste Element zur Erzielung einer hohen JAZ ist eine möglichst tiefe Vorlauftemperatur im Heizkreis.

Fazit

Die resultierenden Verteilungskosten und die wärmebezogenen Annuitäten und Unterhaltskosten für die Wärmepumpen liegen für die drei Konfigurationen dicht beieinander. Die Kostenersparnis, die durch den Bau der kalten Fernwärmeleitungen erzielt wird, wird teilweise durch den erhöhten Hilfsenergieeinsatz wieder kompensiert.

Die Vorteile der kalten Fernwärme liegen in den geringeren Vorinvestitionen für die Wärmeverteilung und dem damit verbundenen finanziellen Risiko gegenüber einer warmen Verteilung. Zudem werden die relevanten Investitionen auf mehr Träger verteilt (Wärmeverteilung und Wärmepumpen werden durch unterschiedliche Trägerschaften finanziert). Im Kanton Zürich gehen Elektrizitätswerke noch einen Schritt weiter, indem sie die Wärmeverteilung erstellen und betreiben und zusätzlich den Wärmebezügern ein Contracting für die dezentralen Wärmepumpen anbieten.

Das Beispiel zeigt, dass keine eindeutige Entscheidung für oder gegen eine der 3 Varianten gefällt werden kann. Kalte Fernwärmeverteilung

gen sind aus Risikoaspekten als günstiger zu bezeichnen. Die Vorhaben müssen von Fall zu Fall vertieft abgeklärt werden.

6.3.2 Einsparstrategie versus Fernwärmenetze

In diesem Kapitel wird untersucht, ob in einem Neubaugebiet Investitionen in Energiesparmassnahmen oder kollektive Systeme mit erneuerbaren Energien oder Abwärme zu bevorzugen sind. Als Vergleichsbasis dienen einerseits die auf die eingesparte Energie bezogenen Jahreskosten zur Erreichung des MINERGIE-Standards und andererseits die energiebezogenen Verteilkosten, wie sie bereits für diverse Netzkonfigurationen berechnet wurden sowie die Auswirkungen auf die Umwelt.

Minergiehäuser

Die strengen Anforderungen zur Erreichung des Minergiestandards (siehe Tabelle 25) - im Vergleich zu den gesetzlichen Anforderungen (Basisstandard) muss der Energieverbrauch um nahezu zwei Drittel reduziert werden - werden mittels vorzüglicher Hausisolation und kontrollierter Lüftung mit Wärmerückgewinnung erreicht.

Die nötigen Mehrinvestitionen bei den bis jetzt dokumentierten MINERGIE-Objekten sind nur in wenigen Beispielen ausgewiesen. Es fehlen vielfach vergleichende Angaben über die Kosten für den Basisstandard. In den Beispielen geht man davon aus, dass die Zusatzinvestitionen 5 bis 10 % der Gebäudekosten ausmachen. Für ein Mehrfamilienhaus werden folgende Schätzungen getätigt:

Mehrfamilienhaus EBF=750 m ²	Investitionen		Amortisation	Unterhalt
	Fr.		Jahre	%
Sonnenkollektor	30'000	- 40'000	15	1,0
Invest. kontrollierte Lüftung	40'000	- 60'000	15	1,0
Zusätzliche Wärmedämmung	18'000	- 24'000	30	0,5
Bessere Verglasung	4'000	- 8'500	15	0,5
Zusatzinvestitionen	95'000	- 135'000		
Mehrkosten für Annuität und Unterhalt pro Jahr	7'800	- 11'200		

[Minergie Wallis 1998]

Tabelle 33: Geschätzte Zusatzinvestitionen der Gebäudehülle und der Haustechnik für MINERGIE-Haus.

Die weitere Verbreitung von Minergiehäusern dürfte dazu führen, dass sowohl die Bau- als auch die Planungskosten sinken.

Die auf die Energieeinsparung bezogenen Kosten für Annuität der Zusatzinvestitionen und der entsprechende Unterhalt geben einen Hinweis auf den Aufwand, der zur Erzielung des Minergiestandards zu leisten ist. Bei einem Realzins von 2,5 % ergeben sich jährliche Mehrkosten von 10.50 bis etwa 15 Fr./m² EBF.

In Tabelle 34 ist das die Wärmeversorgung für ein MINERGIE-Haus und ein Vergleichsobjekt skizziert. Im fernwärmebeheizten Mehrfamilienhaus nach Basisstandard wird die Wärme für Heizung und Warmwasser mit einem Jahresnutzungsgrad von 0,90 aus dem Netz bezogen.

BASIS-Standard

Für das MINERGIE-Haus wurde in Anlehnung an Vorschläge in [Minergiehaus 1998] angenommen, dass Raumwärme und 33 % des Warmwassers mit einer Holzpelletfeuerung bereitgestellt werden. Die Hälfte der Energie für Warmwasser stammt aus einer Solaranlage, der Rest (17 %) muss elektrisch nachgeheizt werden.

Energieträgeraufteilung für MINERGIE-Haus

Mehrfamilienhaus	MINERGIE- Standard MJ/m ² a	BASIS- Standard MJ/m ² a
Q h, Wärmebedarf		275
Q ww, Warmwasserbedarf		100
Berechnung Fernwärmebedarf: EKZ h+ww Fernw. (Nutzungsgrad = 0,90)		415
Q h Wärmebedarf	94	
Q ww Holz (33 %)	33	
Q ww el (17 %)	17	
Q ww Solar (50 %)	50	
Q ww total	100	
Berechnung gewichtete EKZ_w *:		
EKZ h Holz (Faktor = 1,0)	93	
EKZ ww Holz (Faktor = 1,0)	33	
EKZ ww el (Faktor = 2,0)	34	
EKZ* w = EKZ h+ww Holz + 2 x EKZ ww el	160	
Berechnung Brennstoffbedarf:		
EKZ h+ww Holz (Nutzungsgrad = 0,85)	150	
EKZ ww el	17	
Endenergiebilanz:		
Fernwärme		415
Holz	150	
Zusätzlicher Elektrizitätsbedarf (Boiler)	17	
Endenergieeinsparung durch MINERGIE-Massnahmen	248	
[Minergiehaus 1998]		

Tabelle 34: Mögliche Wärmeversorgung für ein MINERGIE- Mehrfamilienhaus im Vergleich zu einem Gebäude mit Fernwärmeanschluss. .

Energiekennzahlen

Die berechnete Energiekennzahl für MINERGIE-Häuser EKZ_w* (doppelte Gewichtung des Stromverbrauchs) führt zu den geforderten 160 MJ/m² a. Die Energiekennzahlen für den Brennstoff- (Berücksichtigung des Nutzungsgrades für Holzfeuerungen) und den Strombedarf belaufen sich auf 150 bzw. 17 MJ/m² a.

Endenergiebilanz

Aus der Endenergiebilanz resultiert schliesslich eine Einsparung von rund 250 MJ/m² a, die den Massnahmen zur Erreichung des MINERGIE-Standards zu verdanken ist.

Kostenvergleich mit Wärmenetz

Als Alternative zum Minergiehaus wird der Anschluss an ein z.B. KVA-gespiesenes Wärmenetz in einem Neubaugebiet betrachtet. Die energiebezogenen Jahreskosten wurden in Tabelle 29 berechnet. Der Wärmepreis aus dem Netz wird mit 120 Fr./MWh angenommen.

Kostenvergleich	MINERGIE MWh/a	Standard mit NFN MWh/a
Jahresbezug Fernwärme		86
Jahresbezug Holz	31	
Jahresbezug Elektrizität (Boiler)	3,5	
Pro Jahr eingesparte Energie:	52	
	Fr/a	Fr/a
Energiekosten Fernwärme (120 Fr./MWh)		10'300
Jahreskosten Holzpellets (70 Fr./MWh)	2'200	
Jahreskosten Elektrizität (Boiler) (140 Fr./MWh)	500	
Jahreskosten für Minergiemassnahmen	7'800 .. 11'200	
Total:	10'500 .. 14'000	10'300
Externe Kosten	510	170

Externe Kosten gemäss kalkulatorischen Energiepreiszuschlägen. Bei Abwärme gehen wir von der Annahme aus, dass der fossile Spitzenkessel 1/3 des Wärmebedarfes deckt.

Tabelle 35: Jahreskostenvergleich Minergiemassnahmen und NFN-Anschluss.

Basierend auf den kalkulatorischen ENergiepreiszuschlägen für Holz (10 Fr./MWh) und Elektrizität (50 Fr./MWh) bestehen bestehen beim MINERGIE-Bau externe Kosten von etwa 500 Fr. pro Jahr. Die externen Kosten bei der Fernwärme und Standardgebäude betragen unter Berücksichtigung eines fossilen Spitzenkessels knapp 200 Fr./a. Die externen Kosten der baulichen Aufwendungen sind in beiden Grössen nicht enthalten. Die Berücksichtigung der externen Kosten verändert die Rechnung nicht wesentlich.

Externe Kosten

Im Kostenvergleich für das Mehrfamilienhaus weichen die resultierenden Jahreskosten für MINERGIE und einem Standardgebäude mit Fernwärmeanschluss nicht massiv voneinander ab. Die Kosten für MINERGIE-Bauten haben wegen dem Erfahrungszuwachs eher sinkende Tendenz.

Fazit

Jahreskosten vergleichbar – keine eindeutigen volkswirtschaftlichen Vorteile

Die Jahreskosten der Wärmeversorgung für MINERGIE-Bauten und einem Standardgebäuden und Fernwärmeanschluss sind etwa gleich hoch. Auch unter Berücksichtigung der externen Kosten der eingesetzten Energieträger kann keine der beiden Varianten eindeutig bevorzugt werden.

Einsparpotentiale bei MINERGIE

Die zugrundegelegten Massnahmen zur Erreichung des MINERGIE-Standards können als eher teure Variante eines MINERGIE-Gebäudes bezeichnet werden. Es bestehen für die Zukunft vor allem beim MINERGIE-Standard noch Einsparpotentiale.

MINERGIE-Strategie bevorzugen

Unter Berücksichtigung der Zusatznutzen wie Komfort ist eine MINERGIE-Strategie einer Erschliessung mit Fernwärme vorzuziehen. Allerdings ist der MINERGIE-Standard in einem Neubaugebiet schwieriger durchsetzbar, im Gegensatz zum Anschluss an ein NFN fehlen die gesetzlichen Grundlagen oder grundeigentümerverbindlichen Instrumente zur verpflichtenden MINERGIE-Umsetzung.

6.3.3 Kostengünstigere Wärmeverteilungssysteme

Eine systemische Patentlösung zur massiven Reduktion der Verteilkosten gibt es nicht. Als Alternativen zu den bekannten heissen Fernwärmenetzen mit geschlossenen Kreisläufen gibt es:

Kalte Fernwärme

Diese wurde bereits unter 6.3.1 ausführlich beschrieben. Sie kann in manchen Fällen eine Alternative zu heissen Fernwärmenetzen darstellen, es handelt sich dabei aber nicht um einen Durchbruch in Richtung sehr günstige Fernwärmenetze.

Direktsysteme:

Der Begriff bedeutet, dass Netze ohne Wärmetauscher ausgeführt werden, d.h., das Heisswasser zirkuliert in den Bodenheizungen oder Radiatoren der Wärmekunden [Musterausschreibung 97]. Der Ver-

zicht auf den Wärmetauscher erniedrigt den Verteilungspreis in Neubaugebieten um 4 bis 5 Fr./MWh.

Die Vorteile von Direktsystemen sind vor allem im Wegfall von Wärmetauschern, Expansionsanlagen und sicherheitstechnischen Vorrichtungen und den damit einhergehenden Kostenreduktionen zu suchen. Zudem kann das Netz mit deutlich niedrigeren Temperaturen betrieben werden (Wegfall Wärmetauscher mit Temperaturgefälle).

Nachteilig sind aber der nach oben beschränkte Druckbereich (etwa 5 bar) sowie Sicherheitsaspekte durch fehlende Abtrennung der einzelnen Kreisläufe.

Direktssysteme eignen sich aufgrund obiger Vor- und Nachteile vor allem für Neubaugebiete mit Niedertemperaturheizsystemen. Hier fallen aufgrund der geringen transportierten Wärmeenergie auch die Kostenreduktionen ins Gewicht.

Einsparpotentiale

Kostensenkungen bei der Planung, dem Bau und der Ausrüstung von Fernwärmeversorgungen lassen sich mit einer Reihe von Massnahmen erzielen. Ihre kumulierte Wirkung kann bis zu 40 % betragen.

Schon bei der Planung muss darauf geachtet werden, dass möglichst nur eine Förderpumpe eingesetzt werden muss. Die wärmeerzeugerseitige Ausrüstung mit Messeinrichtungen soll möglichst vereinfacht werden, damit nur ein Minimum von geeichten Zählern eingesetzt werden muss.

*Förderpumpe,
erzeugerseitige
Wärmezählung*

Die Trasseeführung soll nach Möglichkeit von der Strasse weg in Vorgärten und auf Parzellengrenzen verlegt werden. Die Ausschreibungen haben produkteneutral zu erfolgen und sind so zu halten, dass verschiedene Verlegesysteme zueinander in Konkurrenz treten können.

Trasseeführung

Die Vergabe des Leitungs- und Tiefbaus an einen Generalunternehmer, der die Qualität des Leitungsbaus mit standardisierten Qualitäts-Management-Schritten überwacht und dokumentiert, führt zu reduziertem Abnahmeaufwand.

Vergabe an GU

Weitere Kostenreduktionspotentiale beim Bau sind durch "schlanke" Auflagen für Abschränkungsregelungen, Verkehrssignalisationen

Auflagen

Verfahren

usw. auszumachen. Geschickte Verwendung von Aushubmaterial oder gar grabenlose Bauverfahren vermindern Transportkosten.

Wärmeübergabestationen

Auf der Seite der Wärmeübergabestationen können die Kosten durch Standardisierung und damit verbundene grössere Produktionsvolumina gesenkt werden. Der SWKI (Schweiz. Verband der Wärme- und Kälteingenieure) will kompakte und günstige Wärmeübergabestationen standardisieren.

Wärmezähler, Steuerung und Regelung

Besondere Bedeutung wird auch hier einer optimalen Zählerbewirtschaftung zugemessen. In Verbindung mit Konzepten zur zentralen Steuerung und Regelung der Kundenanlagen über eine Busleitung werden Kostenreduktionen erwartet.

7. Synthese: Situation und Alternativen zu NFN

Ausgangslage und Problemstellungen

NFN werden entweder zur Nutzung standortgebundener Abwärme (das Netz ist eine Voraussetzung zur Nutzung) oder für die Verteilung der Wärme aus grösseren Anlagen mit Nutzung erneuerbarer Energien (das Netz dient zur Nutzung von Skaleneffekten bei der Wärmeerzeugung und ist damit Teil der betriebswirtschaftlichen Optimierung) erstellt und betrieben.

Ausgangslage

Viele Nah- und Fernwärmenetze (NFN) stehen vor wirtschaftlichen Problemen, teilweise muss von effektiven Sanierungszuständen gesprochen werden. Diese Schwierigkeiten sind vor allem auf folgende Gründe zurückzuführen:

Schwierigkeiten

- Die Planung des Gesamtsystems wurde bezüglich zukünftigem Wärmeabsatz, Anschlusswilligkeit der potentiellen Bezüger, Geschwindigkeit des Aufbaus, Überbauungsgeschwindigkeit von Neubaugebieten deutlich überschätzt. Die Planungsqualität ist ungenügend.
- Der Betrieb des NFN erfolgt zuwenig professionell.
- Der Wärmebedarf ist aufgrund von Gebäudesanierungen tendenziell sinkend.
- Anschlussverpflichtungen werden trotz vorhandener gesetzlicher Grundlagen nicht oder kaum ausgesprochen.

Die mangelnde Professionalität betrifft vor allem NFN mit Energieholz, Abwärmenutzungen oder grössere BHKW/WP – Anlagen werden professioneller geplant und betrieben.

Professionalität

Wo liegen die zukünftigen Potentiale, wie ist der Nutzen von NFN?

Die grossen Potentiale für NFN liegen weniger bei den standortgebundenen Abwärmern (ca. 5% des Wärmebedarfes der CH abdeckbar), sondern bei der Nutzung von Anlagen mit einer minimalen nötigen Anlagengrösse wie z.B. Energieholzfeuerungen, BHKW/WP, Nutzung Umgebungswärme etc. (bis ca. 50% des Wärmebedarfes CH).

Potentiale liegen vor allem bei den Nicht-standortgebundenen NFN Anwendungen

*Volkswirtschaftlicher
Nutzen*

Der volkswirtschaftliche Nutzen von Abwärmenutzungen und von Anlagen mit minimaler Anlagengrösse (Umweltwärmen, Energieholz) ist belegt.

Wie verändern sich die Rahmenbedingungen, wer ist dadurch gefährdet?

Energiepreise

Auf Seiten der Energiepreise sind mit Ausnahme der möglichen Lenkungsabgaben keine nennenswerten Veränderungen zu erwarten. Die fossilen Energien bleiben sehr günstig, die Elektrizitätspreise könnten tendenziell eher sinken.

*Gebäude-
sanierungen*

Veränderungen sind in den nächsten 20 Jahren vor allem durch den sinkenden Wärmebedarf durch Gebäudesanierungen zu erwarten. Wiederum sind hier besonders die eher die typischen Holzenergie-Netze betroffen. Der Anschluss weiterer mittelgrosser Bauten kann die Energiebedarfsreduktion bei den wenigen angeschlossenen Grossbauten (Altersheim, Schule etc.) nicht kompensieren. Es ist mit einer Steigerung der Wärmeverteilungskosten von bis zu 25% zu rechnen. Die städtischen Grossnetze können die Wärmebedarfsreduktion durch eine Erhöhung der Anschlussdichte kompensieren, falls es gelingt entsprechende Wärmebezüger zu akquirieren. Optimal geplante Quartierwärmeversorgungen mit wenigen aber grossen Objekten haben heute sehr tiefe Wärmeverteilungskosten, auch eine Reduktion des Wärmeabsatzes um 30% hat wenig dramatische finanzielle Konsequenzen auf die Wärmeverteilungskosten.

Zusätzlich zur Verteuerung der Wärmeverteilungskosten ist auch mit einem Anstieg der spezifischen Wärmegestehungskosten zu rechnen, je nach Energieträger ist dieser aber weniger dramatisch.

Gibt es zukünftige Technologien die NFN obsolet machen oder neue Impulse verleihen?

*Kleine Holzfeuerun-
gen*

Bei der Abwärmenutzung werden NFN auch zukünftig noch benötigt. Bei der Nutzung von Skaleneffekten werden automatische, kleine Holzfeuerungen neue Anwendungssegmente erschliessen, ebenso sind heute Wärmepumpen mit Erdsonden bei Neubaugebieten finanziell bereits sehr attraktiv, dieser Trend wird noch verstärkt.

Brennstoffzellen als WKK werden in der Grössenordnung von 10 Jahren eine Ergänzung der heutigen BHKW werden und NFN vermehrt ergänzen.

Brennstoffzellen als Ergänzung

Es ist jedoch keine Technologie mit Ausnahme der Erdsondenwärmepumpen in Sicht, die NFN völligobsolet machen. Die Nutzung von Skaleneffekten wird bei Holzschnitzelfeuerungen und der Nutzung von Umgebungswärme (z.B. Grundwasserwärmepumpen) weiterhin zur Erstellung von NFN führen.

Keine Technologie ausser Wärmepumpen in Sicht

Was bewirkt die Förderung heute?

Die finanzielle Förderung der NFN durch Bund oder Kanton verbessert die betriebswirtschaftliche Situation bedeutend und ist meist eine Voraussetzung oder zumindest eine bedeutende Erleichterung für die Bewilligung von kommunalen Krediten in Volksabstimmungen.

Verbesserung betriebswirtschaftlicher Situation

Die finanzielle Förderung führt aber heute weder zu besonders kostengünstigen Wärmeverteilsystemen noch zu einer vernünftigeren finanziellen Optimierung des Gesamtprojektes. Es ist durchaus möglich, dass die finanziellen Beiträge bei der Förderung von Holzschnitzelfeuerungen das eine oder andere Netz zu ausgedehnt werden liess. Hier besteht Handlungsbedarf.

Defizite

Das auf den nichtamortisierbaren Mehrkosten beruhende Modell des BFE ist für den Gesuchsteller verbesserungsfähig. Insbesondere sollte die konventionelle Variante als Basisvergleich durch typische Wärmegestehungskosten ersetzt werden. Heute besteht die Tendenz in den Gesuchen die Kosten für die Basisvariante zu unterschätzen und die Gesuchsvarianten eher zu überschätzen um die Beitragshöhe zu optimieren.

Mehr Transparenz ist sinnvoll

Die Förderung hat heute keinen Einfluss auf Systemwahl des NFN (direkt , indirekt) und Optimierung des Vorhabens.

Grundsatzentscheid: Sind NFN überhaupt förderungswürdig?

NFN werden grundsätzlich bei der Nutzung von Abwärme und erneuerbaren Energien auch zukünftig eine bedeutende Rolle spielen. Aufgrund der damit verbundenen volkswirtschaftlichen Vorteile sind NFN bzw. die damit verbundenen Energienutzungstechnologien grundsätzlich förderungswürdig. Offen ist dabei ob die Förderung die Er-

Förderungswürdigkeit bestätigt

stellung von Netzen an sich fördern soll oder ob die Netze Mittel zum Zweck sind und nur die substituierten Energiemengen als Bemessungsgrundlage für die Förderung gelten sollen. Im Sinne einer Innovationsförderung erachten wir die Förderung von **kostengünstigeren** Wärmenetzen als vordringlich. Bei Ölpreisen von unter 30 Fr./MWh wird der Handlungsspielraum von NFN mit Wärmeverteilungskosten von 40-50 Fr./MWh sehr eng. Diese Kosten sind deshalb auf < 20 Fr./MWh zu drücken.

Braucht es ein Sanierungsprogramm für bestehende NFN?

Generelles Sanierungsprogramm wünschbar aber nicht vordringlich

Ein Sanierungsprogramm für bestehende Netze mit dem Ziel einer höheren Anschlussdichte ist wünschbar und sinnvoll. Es ist in den meisten Fällen nicht vordringlich und zwar aus folgenden Gründen:

- Bei den wirklich kritischen Netzen mit erheblichen Problemen (eher ländlich, wenige grosse Objekte, etliche kleinere oder mittlere Objekte auf den Versorgungsästen zu den Grossobjekten, typischer Holzschnitzelverbund) fehlen schlicht die potentiellen Wärmebezüger mit dem für die Sanierung ausreichenden Wärmebezugspotential. Die entsprechenden Bauten sind oft noch gar nicht erstellt.
- Bei den Quartierwärmeversorgungen bestehen kaum Auslastungsprobleme da sie von Anfang an richtig dimensioniert wurden.
- Bei den grossen Versorgungsnetzen könnten zeitlich befristete Impulsprogramme für den Anschluss zu einer Erhöhung des Anschlussgrades führen. Wie akut dieser höhere Anschlussgrad jedoch nötig ist entzieht sich unserem Wissen¹³.

Netze in akuter Sanierungssituation benötigen Entschuldung

Einige bestehende Wärmenetze stehen heute kurz vor dem Konkurs oder in einer finanziellen Sanierungssituation mit erheblichem Abschreibungsbedarf. In diesen Fällen ist die öffentliche Hand, Kantone und Gemeinden, bei der Sanierung meist auch finanziell gefordert.

Anschluss an NFN bei Fördermodellen berücksichtigen

Ein pauschalisiertes Sanierungsprogramm, beispielsweise im Rahmen des Förderabgabebeschlusses, sollte auch den Anschluss an bestehende Fernwärmeversorgungen berücksichtigen.

¹³ Unser Auftrag beschränkt sich auf Netze <ca. 3MW.

Kommt die kalte Fernwärme?

Mit der vermehrten Nutzung von Abwärme aus geklärten oder ungeklärten Abwässern stellt sich die Frage nach dem System der Wärmeverteilung: warme Verteilung oder kalte Verteilung mit dezentralen Wärmepumpen. Die kalte Verteilung verzichtet auf finanzielle Skaleneffekte bei der Wärmepumpe, die Wärmeverteilung benötigt geringere Investitionen aber höhere Betriebsenergie (Pumpen!), die dezentralen Wärmepumpen haben eine bessere Jahresarbeitszahl JAZ (bedarfsabhängige gleitende Vorlauftemperatur pro Objekt). Mit diesen teilweise gegenläufigen Faktoren führt die kalte Fernwärme im von uns untersuchten Beispiel zu tieferen Wärmegestehungskosten, diese liegen im Bereich von 5%.

*Systementscheid
vom Einzelfall ab-
hängig*

Die Vorteile der kalten Fernwärme liegen bei den geringen Vorinvestitionen für die Netzinfrastruktur bei Neuerschliessungen von Bauzonen, wenn die kalte Verteilung gleichzeitig wie die übrigen Erschliessungsinfrastrukturen (Wasser, Abwasser, etc.) erfolgt. Die mit den Investitionen verbundenen Risiken sind gegenüber einer warmen Verteilung deutlich geringer, die Investitionen können auf mehrere Akteure verteilt werden (Netzbetreiber erstellt Netz, Bauherr erstellt WP). Als weitere Möglichkeit können beispielsweise Elektrizitätswerke die Vorinvestitionen für das Netz übernehmen und gleichzeitig eine Contracting-Lösung für den Betrieb der dezentralen Wärmepumpen anbieten. Sind die gesetzlichen Grundlagen für eine Anschlussverpflichtung für kollektive Systeme vorhanden, lassen sich diese auch bei kalter Fernwärme durchsetzen. Eine frühzeitige räumliche Koordination der Vorhaben mittels Energieplanung ist eine Voraussetzung für die kostengünstige Realisierung kalter Fernwärme.

*Vorteile der kalten
Fernwärme*

MINERGIE oder NFN?

Bei der Erstellung eines neuen Quartiers kann sich die Frage MINERGIE-Strategie vs. NFN stellen. Wir haben in einem Modell die beiden Varianten miteinander finanziell verglichen. MINERGIE ist gleich teuer oder leicht teurer als eine Bauweise nach Wärmedämmvorschriften kombiniert mit einer Abwärmenutzung mit Wärmegestehungskosten von 120 Fr./MWh. Die Jahreskosten der Wärmeversorgung des MINERGIE-Baus sind gleich hoch bis 50% teurer als ein vergleichbarer konventioneller Bau mit NFN - Anschluss. Das gewählte MINERGIE-Beispiel repräsentiert nicht eine besonders ko-

*In Neubaugebieten
niedriger und middle-
rer Dichte
MINERGIE*

stengünstige Variante, zudem sind bei MINERGIE-Bauten zukünftig noch Kostensenkungen zu erwarten. Die zusätzlichen Nutzen und Komfortelemente von MINERGIE sind in diesen Berechnungen nicht berücksichtigt. Die MINERGIE-Strategie ist zukunftsweisender und unter Berücksichtigung von externen Effekten der Energieerzeugung und der klima-, energie- und umweltpolitischen Ziele mindestens für neu zu überbauende Gebiete zu bevorzugen. Die Durchsetzung einer MINERGIE-Strategie auf einem Neubaugebiet ist jedoch deutlich schwieriger als die Erstellung eines NFN, da grundeigentümerverbindliche Instrumente und gesetzliche Vorgaben für das Durchsetzen einer MINERGIE-Bauweise fehlen.

Erhebliche Kostensenkungspotentiale

Vor allem technische Sparpotentiale

Beim Erstellen von NFN bestehen erhebliche Kostensenkungspotentiale, insbesondere durch

- die Wahl eines direkten Systems (im Gegensatz zu indirekten Systemen)
- durch eine geschickte Wahl der Verlegung der Rohre (eher in Vorgärten als in der Strasse)
- Vermehrten Einsatz von Flexrohren
- Anordnung der Rohre übereinander statt nebeneinander

Die Einsparpotentiale betragen bis zu 50% der durchschnittlichen Kosten heute bestehender Netze, Wärmeverteilungen mit spezifischen Verteilkosten von ca. 20 Fr./MWh sind realistisch. Insbesondere das kostengünstige Direktsystem wird heute, abgesehen von wenigen Ausnahmen, nicht angewendet.

NFN werden immer noch überdimensioniert und in Absatzgebieten mit zu geringem Wärmebedarf erstellt

Professionelle Netze mit hoher Planungsqualität

Die Planungsqualität, und damit verbunden die heutige und zukünftige Wirtschaftlichkeit, von NFN ist unterschiedlich je nach eingesetzten Energien. Grössere Systeme (2-4 MW) mit BHKW oder Abwärmenutzungen werden tendenziell professioneller geplant und betrieben und haben zukünftig mit geringen Schwierigkeiten zu kämpfen. Die Wärmenetze in ländlichen Regionen, vorwiegend mit Energieholz, werden immer noch in Gebieten mit zu geringem Wärmeabsatz erstellt, der Wärmeabsatz wird generell überschätzt und beim zukünftigen Anschlussgrad werden oft illusorische Werte prognostiziert.

Hier liegt ein bedeutendes Verbesserungspotential, der VHe hat erste Schritte für die Verbesserung der Planungsqualität eingeleitet. Im Zusammenhang mit den Beitragsverfahren für finanzielle Förderbeiträge ist eine effektive Qualitätskontrolle bzw. –sicherung einzuführen.

Erste Schritte eingeleitet

Warum werden kaum Anschlussverpflichtungen ausgesprochen?

In der Mehrzahl der Kantone bestehen gesetzliche Grundlagen für Anschlussverpflichtungen an NFN für Neubauten und (teilweise auch) bestehende Bauten. Anschlussverpflichtungen werden aber kaum ausgesprochen, wobei folgende Gründe von Bedeutung sind:

Gesetzliche Grundlagen vorhanden

- Verhandlungslösungen werden in den letzten Jahren gesetzlichen Verpflichtungen generell vorgezogen.
- Eine Anschlussverpflichtung für Neubauten (und in vermehrtem Mass für bestehende Bauten) bedingt eine vorausschauende Planung und klare Vorstellungen über die räumlichen Aspekte der Wärmeversorgung. Eine Koordination mit der Raumplanung (Energieplanung, Energierichtplanung) ist eine wenn nicht unabdingbare so doch besonders hilfreiche Voraussetzung und bildet eine demokratisch legitimierte Grundlage. Energieplanungen bzw. Energierichtplanungen werden nur in einzelnen Kantonen systematisch realisiert.
- In den meisten kantonalen gesetzlichen Grundlagen wird eine Anschlussverpflichtung als zulässig bezeichnet, wenn diese kostenmässig zumutbar ist. Diese kostenmässige Zumutbarkeit ist in vielen Kantonen zuwenig explizit definiert, die entsprechenden gerichtlichen Präzedenzfälle fehlen und werden auch nicht angestrebt.

Stellenwert der räumlichen Koordination von Wärmeversorgung und Siedlungsentwicklung (z.B. Energierichtplanung)

Diejenigen Kantone die kantonale, regionale oder kommunale Energie(richt)planungen realisiert haben können zahlreiche Erfolge mit erfolgreichen Projekten zur Nutzung standortgebundener Abwärmen vorweisen. Die räumliche Koordination von Wärmeversorgung und Siedlungsentwicklung im Rahmen einer Energieplanung bzw. Energierichtplanung erleichtert die Nutzung von standortgebundenen Abwärmen und Umweltwärmen erheblich. Sie bildet die Basis für Gebietsausscheidungen, Quartierplanverfahren, Landumlegeverfahren,

Energieplanung als Grundlage

Regelungen der Durchleitungsrechte etc. Aufgrund dieser Voraussetzungen lassen sich die kollektiven Wärmezentralen koordiniert erstellen und Anschlussverpflichtungen falls nötig aussprechen. Ebenso ergeben sich finanzielle Vorteile, wenn bei der Erschliessung von Neubaugebieten die NFN-Investitionen in die Erschliessungskosten (analog Wasser, Elektrizität, Abwasser) mit einbezogen werden.

Bessere Projekte

Das Beispiel des Wärmeverbundes Salwiese in Arbon zeigt, dass Gemeinden mit einer eigenen Energierichtplanung ihre Wärmenetze sehr gut zu etappieren wissen. Obwohl die Überbauungsgeschwindigkeit deutlich langsamer verlief als im Projekt vorgesehen, bestehen kaum unnötige bzw. nicht genutzte Vorinvestitionen (Ausnahme Platzreserve in Wärmezentrale).

Zukunftsfähige Systeme und Voraussetzungen

Bestehende Bauten und Neubaugebiete weiterhin sinnvoll

NFN können in Gebieten mit bestehender Bausubstanz und in Neubaugebieten zukunftsfähig sein. Bei der Neuüberbauung eines Gebietes ist jedoch prioritär eine MINERGIE-Strategie anzustreben.

Voraussetzungen für Gebiete mit bestehenden Bauten:

- Mindestens 70%, besser 90% des zukünftigen Wärmebedarfs unter Berücksichtigung der baulichen Sanierungen bei Inbetriebnahme vertraglich gesichert.
- Keine Anlagen oder Dimensionierung auf Vorrat
- Vorteilhaft sind Bauten mit Warmwasserbedarf (Wohnen, Heime, Sportanlagen), der Einfluss von Gebäudesanierungen auf den zukünftigen Wärmebedarf ist geringer
- Kostengünstiges Verteilsystem, evtl. direktes System, Verlegung in Vorgärten und andere Kostensenkungspotentiale konsequent nutzen

Voraussetzungen für Neubaugebiete (bei Verzicht auf MINERGIE):

- Kombination Niedertemperaturheizungen und direktes Wärmeverteilsystem, kostengünstig
- Anschluss sämtlicher Bauten bei Inbetriebnahme, andererseits geschickte Etappierung von Wärmezentrale und Wärmeverteilung
- Keine Anlagen oder Dimensionierung auf Vorrat

8. Kennwerte und Beurteilung von NFN

8.1 Kennwerte

Sowohl für die Beurteilung von bestehenden und zukünftigen NFN sowie während der Planungsphase sind folgende, gegenseitig abhängige, Parameter wichtig:

Parameter

- Spezifische Anschlussleistung pro Trasseemeter
- Anschlussgrad an die NFN
- Raumplanerische Grössen wie Ausnützungsziffer und Ausbaugrad der Versorgungsgebiete
- Wärmeverteilungskosten in Fr./MWh

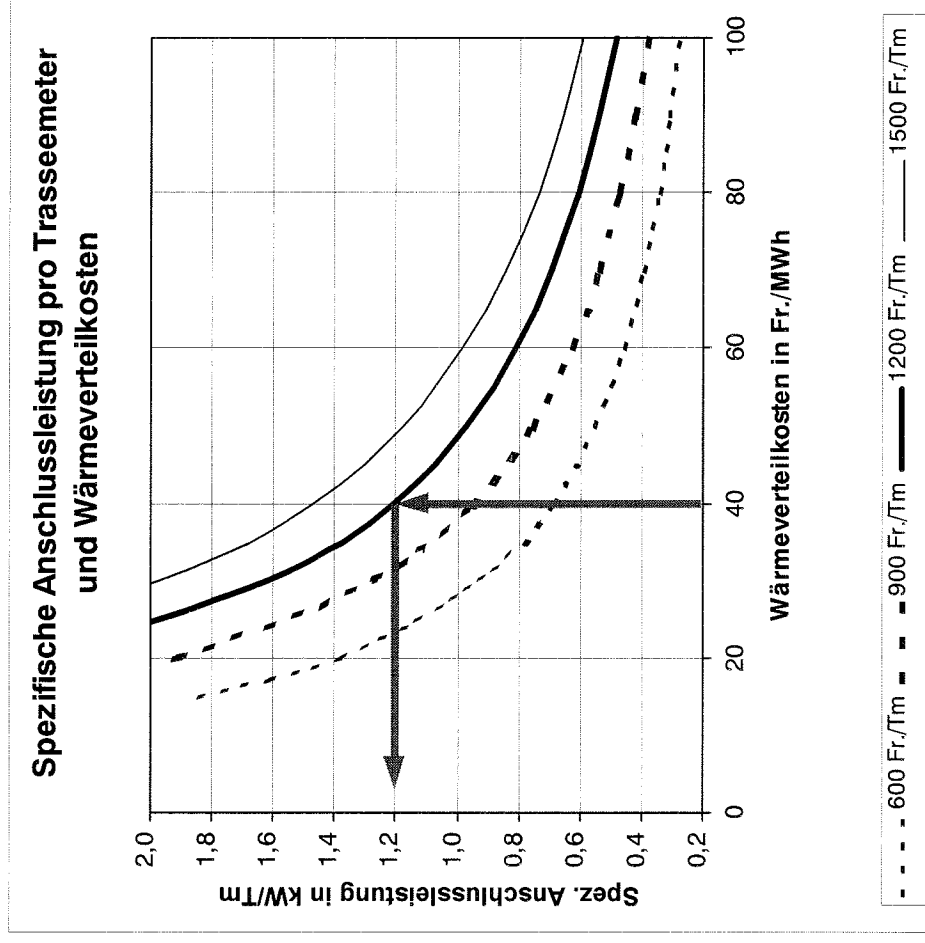
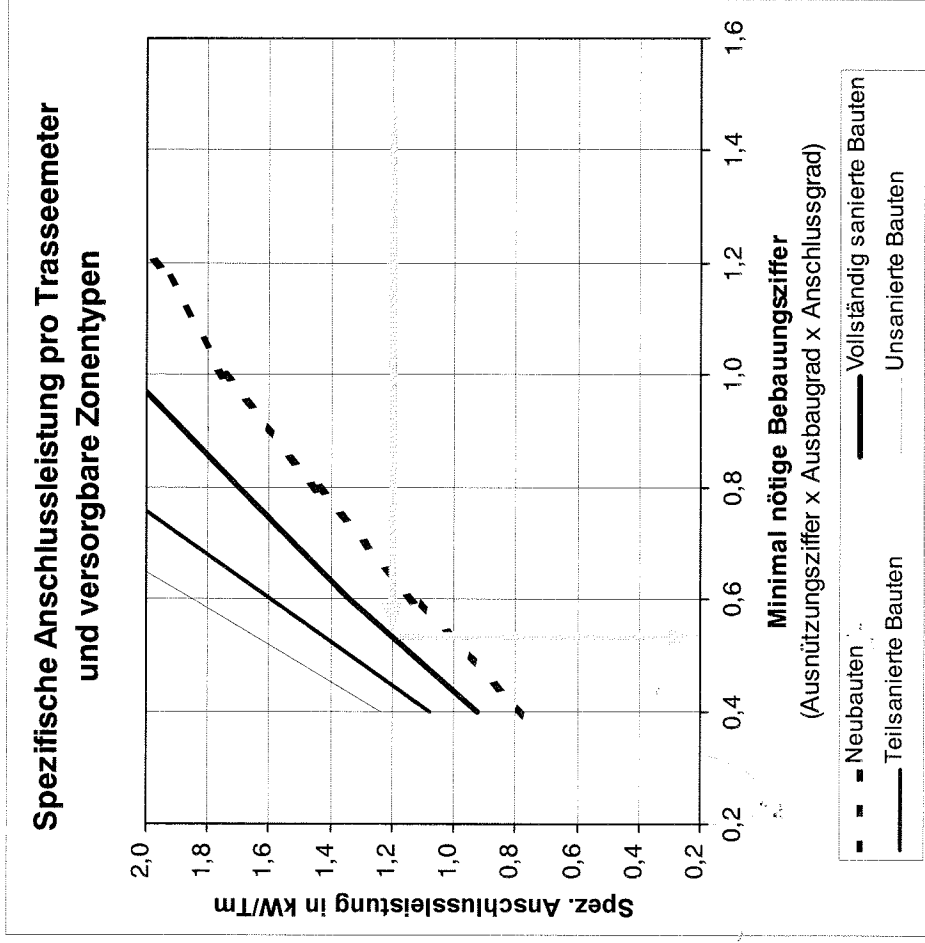
Wir illustrieren im folgenden die wichtigsten Zusammenhänge. Aus der nachfolgenden Figur 20 lassen sich obige Parameter als Kennziffern ermitteln.

Der Zusammenhang zwischen Anschlussleistung und Verteilkosten zeigt die Figur rechts. Die Figur auf der linken Seite zeigt die spezifische Anschlussleistung pro Trasseemeter als Funktion von Ausnützungsziffer und Ausbaugrad einer Wohnzone sowie dem erreichten bzw. zu erreichenden Anschlussgrad der NFN. Zu den einzelnen Figuren:

Zusammenhänge

Wärmeverteilungskosten und spezifische Anschlussleistung pro Trasseemeter (Figur 20, rechte Hälfte)

In Abhängigkeit der spezifischen Trasseekosten wird das Verhältnis von Wärmeverteilungskosten und spezifischer Anschlussleistung angegeben. Baukosten von 600 Fr./Trasseemeter lassen sich in Neubaugebieten ("grüne Wiese") bei sehr kostengünstiger Bauweise und geringer Leistungsdichte erreichen, 900 Fr./Tm bei normaler Bauweise, 1200 Fr./Tm entspricht etwa einer Versorgung mit geringer Leistungsdichte in bereits überbauten Gebieten (z.B. mit Asphaltüberdeckung) und 1500 Fr./Tm entspricht ebenfalls einem überbauten Gebiet mit höheren Anforderungen. Die Kosten in überbauten Gebieten bei komplizierten Voraussetzungen (städtische Verhältnisse mit "Leitungswirrwarr") können leicht auf gegen 2000 Fr./Tm ansteigen. Wir gehen im folgenden vereinfacht von 900 Fr./Tm für Neubaugebiete und von 1200 Fr./Tm bei bereits überbauten Gebieten aus.



Figur 20: Spezifische Anschlussleistung in Funktion der Verteilkosten sowie Umrechnung einer spezifischen Anschlussleistung in raumplanerische Kennziffern.

Damit heute übliche Wärmeverteilungskosten von ca. 40 Fr./MWh erreicht werden können, ist in überbauten Gebieten eine minimale Anschlussdichte von 1,2 kW/Tm nötig, in unüberbauten Gebieten 0,95 kW/Tm. (Beispiel mit dunklem Pfeil in Figur 20)

Versorgbare Zonentypen und spezifische Anschlussleistung (Figur 20, linke Hälfte)

Die spezifische Anschlussleistung einer Wohnzone von 1 ha hängt von der Ausnützungsziffer (BGF pro anrechenbare Siedlungsfläche), vom Ausbaugrad (Verhältnis von effektiver Ausnützungsziffer zu möglicher Ausnützungsziffer) und vom erreichten Anschlussgrad (% angeschlossene Bauten bezogen auf Wärmebedarf) ab. Wir kreieren den Ausdruck "Bebauungsziffer" als Produkt dieser drei Grössen. Die Abhängigkeit von der Energiekennzahl der Bauten wird durch die Kurvenschar berücksichtigt. Den Zahlen liegen die heute in den meisten Kantonen üblichen Wärmedämmanforderungen für Neubauten und Umbauten zugrunde, die Details finden sich im Anhang. Wir empfehlen nur die Kurven für Neubauten und für vollständig sanierte Bauten zu verwenden.

Die Bebauungsziffer darf nicht mit der Ausnützungsziffer gleichgesetzt werden und ist mit Vorsicht zu interpretieren:

*Bebauungsziffer ≠
Ausnützungsziffer*

- Beim Ausbaugrad von einem Wert von maximal 80% ausgehen.
- Beim Anschlussgrad nur bei bestehender Anschlussverpflichtung in Neubaugebieten und bestehenden Gebieten von gegen 100% ausgehen, in bereits überbauten Gebieten ca. 50% vorsehen.

Gehen wir wieder von einer Anschlussleistung von 0,95 kW/Tm bzw. 1,2 kW/Tm aus, resultieren bei einer Bebauungsziffer von 0,5 (Beispiel mit hellem Pfeil in Figur 20) bzw. 0,55 folgende minimale Ausnützungsziffern:

Gebietsbezeichnung	ABG	ASG	Minimale AZ
Neubaugebiet mit Anschlussverpflichtung (0,95 kW/Tm --> Bebauungsziffer = 0,50)	80%	90%	0,7
Neubaugebiete ohne Anschlussverpflichtung (0,95 kW/Tm --> BBZ = 0,50)	80%	50%	1,25
Bestehende Bauten mit Anschlussverpflichtung (1,2 kW/Tm --> BBZ = 0,55)	80%	90%	0,75
Bestehende Bauten ohne Anschlussverpflichtung (1,2 kW/Tm --> BBZ = 0,55)	80%	50%	1,4

ABG= Ausbaugrad, ASG = Anschlussgrad, AZ = Ausnützungsziffer

Tabelle 36: Minimal nötige Ausnützungsziffern für bestehende und Neubaugebiete bei 40 Fr./MWh Wärmeverteilungskosten.

Fazit

Auslastung bei Inbetriebnahme

Neben den in diesem Kapitel erläuterten Kennwerten ist für den wirtschaftlichen Erfolg auch die Auslastung des Gesamtsystems bei Inbetriebnahme wichtig. Obwohl wünschbar, ist es nicht immer möglich mit sämtlichen projektierten Wärmebezüglern zu starten. Wir empfehlen bei Inbetriebnahme mit mindestens 70-80% des in der jeweiligen Etappierung im Endausbau vorgesehenen Energiebezugs zu starten.

Damit lassen sich die wichtigsten Kennziffern wie folgt zusammenfassen.

Kennziffern	Neubaugebiet	Bestehende Bauten
Minimale Anschlussleistung	0,95 kW/Tm	1,2 kW/Tm
Minimale Ausnützungsziffer *	0,70	0,75
Minimale Auslastung bei Inbetriebnahme	80%	80%

* Bei Anschlussverpflichtung, sonst im Detail abzuklären. Bei Anschlussgrad 50% beträgt die minimale AZ 1,25 bzw. 1,4 (Neubauten bzw. Bestehende Bauten).

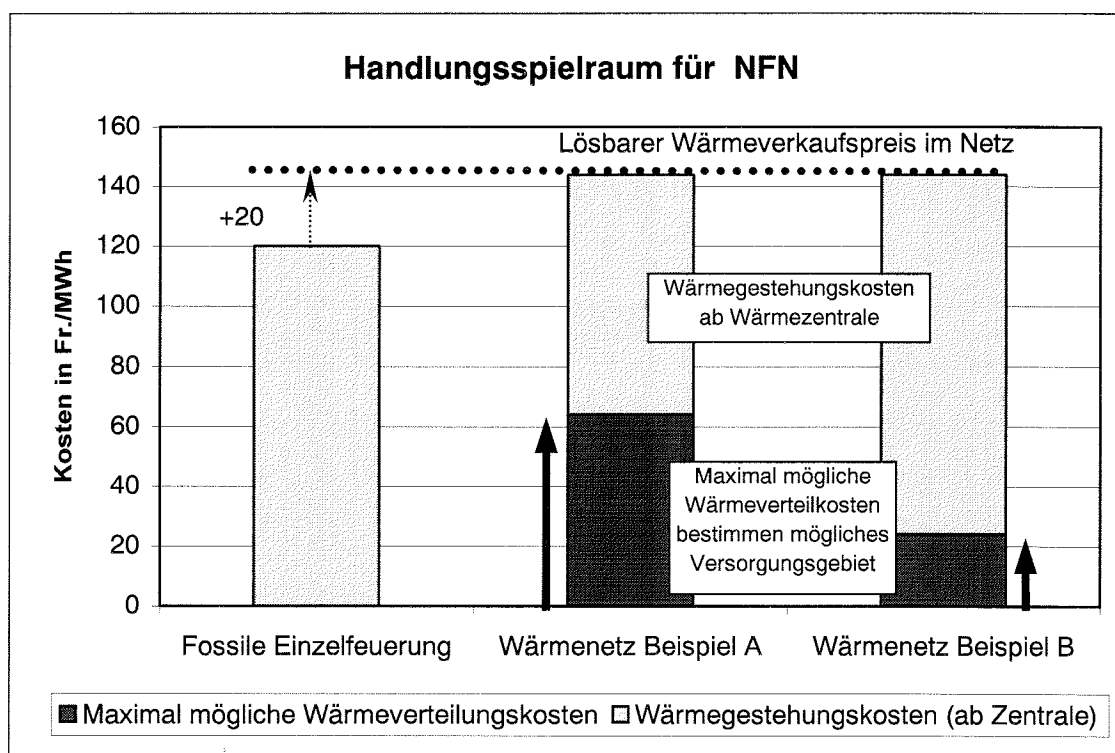
Tabelle 37: Wichtigste Kennziffern im Überblick

8.2 Beurteilung von NFN Vorhaben

Die Beurteilung von NFN-Vorhaben kann nicht aufgrund von raumplanerischen Kennziffern (beispielsweise Ausnützungsziffer) alleine vorgenommen werden. Die Realisierbarkeit eines Vorhaben hängt in erster Linie von dessen Wirtschaftlichkeit und den längerfristigen finanziellen Perspektiven des Gesamtsystems ab.

*Beurteilungskriterium
Anschlussleistung
pro Trasseemeter*

Beispielsweise kann ein Gebiet für eine direkte Abwärmenutzung (Gestehungskosten in der Zentrale z.B. 80 Fr./MWh, Beispiel A) geeignet sein, wohingegen eine Abwärmenutzung mit Wärmepumpe (Gestehungskosten in der Zentrale z.B. 120 Fr./MWh, Beispiel B) aus finanziellen Gründen nicht mehr möglich ist. Nachfolgende Figur erläutert den Handlungsspielraum.



Figur 21: Maximal mögliche Wärmeverteilungskosten als netzbestimmender Faktor ausgehend vom lösbarer Wärmeverkaufspreis im Netz.

Wir schlagen für die Beurteilung als Hauptkriterium die spezifische Anschlussleistung pro Trasseemeter Wärmeversorgung und den minimalen Anschlussgrad bei der Inbetriebnahme vor. Die Gesuchunterlagen für finanzielle Förderbeiträge sind so auszugestalten, dass

die Kennziffern einfach ersichtlich bzw. ermittelbar sind. Der minimale Anschlussgrad sollte 80% bei Inbetriebnahme nicht unterschreiten.

Vorgehen Beurteilung

Bei der Beurteilung der minimalen spezifischen Anschlussleistung ist von einem auf dem Markt absetzbaren Wärmepreis auszugehen, welcher beispielsweise 20% über den vergleichenden Kosten einer fossilen Feuerung liegt¹⁴. Vom Gesuchsprojekt werden die effektiven Wärmegestehungskosten unter Berücksichtigung des Förderbeitrages ermittelt. Die Differenz entspricht den maximal zulässigen Wärmeverteilkosten. Basierend auf den spezifischen Netzinvestitionen pro Laufmeter kann mit Figur 20 eine minimale spezifische Anschlussleistung pro Laufmeter Netz ermittelt werden. Ist die im Projekt vorgesehene spezifische Anschlussleistung tiefer, ist das Projekt als kritisch zu beurteilen.

Die Kennziffern für die Beurteilung ermitteln sich also wie folgt:

Vorgehen	Beispiele	Marzili (BHKW/WP2)	Küttigen (Holz 4)
Wärmegestehungskosten (K_{WG}) konventionelle Feuerung + 20%	Mittlerer Wärmepreis Fr./MWh	108	125
Anschlüsse > 200 kW = 108 Fr./MWh			
Anschlüsse < 200 kW = 144 Fr./MWh			
Ermitteln der Netto- K_{WG} : Förderprojekt (ohne Netz) minus Förderbeiträge	Wärmegestehungskosten	101	110
	Förderbeitrag	20	20
	Wärmegestehung netto	81	90
Ermitteln zulässiger K_{WG} : Konventionelle K_{WG} minus Netto K_{WG}	zulässige Wärmeverteilkosten	27	35
Spezifische Netzinvestitionen (nur Hauptverteilungen)	Fr./Tm	1500	650
Minimal nötige spezifische Anschlussleistung ermitteln (Figur 20)	Minimal nötige Anschlussleistung kW/Tm	ca. 2,2	0,8
Spezifische Anschlussleistung Projekt	Spezifische Anschlussleistung kW/Tm	5,60	0,50
Kriterium minimale spezifische Anschlussleistung		erfüllt	nicht erfüllt
Kriterium Anschlussgrad bei Inbetriebnahme		erfüllt	unbekannt

K_{WG} : Wärmegestehungskosten

Tabelle 38: Kriterium der minimalen spezifischen Anschlussleistung und des Anschlussgrades bei Inbetriebnahme der Wärmeversorgung.

¹⁴ Anschlussverpflichtungen können i.d.R. nur ausgesprochen werden, wenn der Wärmepreis "zumutbar" ist, was mit einem Mehraufwand von 10-20% erfüllt ist.

Das Kriterium der Anschlussleistung würden von den untersuchten Fallbeispielen folgende Anlagen erfüllen: ARA kalt 1 (Wipkingen), BHKW WP1 und 2 (Marzili und Morettina), Abwärme 1 und 2 (KVA Turgi und Kani-Bally) sowie Holz 3 (Beromünster).

Vergleich mit Fallbeispielen

9. Empfehlungen

9.1 Grundsätze und Strategie

NFN sollen weiterhin sowohl für die Nutzung standortgebundener Abwärmen wie für erneuerbare Energien bzw. besonders rationelle Energieanwendungen erstellt und betrieben werden. Das Nutzungspotential der betreffenden Energien in der Schweiz ist bedeutend. Es gilt jedoch zu vermeiden, dass oft die mit viel persönlichem Engagement und Optimismus realisierten Anlagen zukünftig in Schwierigkeiten schlittern oder Fördergelder suboptimal eingesetzt werden.

*Potentiale nutzen –
Fehlinvestitionen
vermeiden*

Neue NFN sollen sich deshalb auf die erfolgversprechendsten Gebiete und Objekte konzentrieren. Dies betrifft Neubauvorhaben und NFN in bereits überbauten Gebieten. Wir empfehlen folgende Strategie zu verfolgen:

Strategie

- **Kostengünstige Systeme:**
Um zukünftige betriebswirtschaftliche Schwierigkeiten zu vermeiden sollen NFN so erstellt werden, dass möglichst geringe Wärmeverteilungskosten resultieren. Das direkte System und neue Verlegetechniken sind mögliche Stossrichtungen.
- **Technologien:**
Die Frage ob eine kalte oder eine warme Verteilung sinnvoller ist muss im Einzelfall geklärt werden.
- **Kleinere Systeme erstellen**
Kleinere Anlagen lassen sich einfacher etappieren und bedarfsgerechter ausgestalten. Risiken werden deutlich kleiner. Deshalb lieber zwei mittlere NFN als ein grosses NFN erstellen.
- **Nachfrageorientierung:**
NFN haben sich nach der Wärmenachfrage und nicht nach dem Wärmeangebot auszurichten. Das heisst, dass bei den nicht standortgebundenen Energien von günstigen Voraussetzungen bei der Nachfrage (räumliche Dichte etc.) ausgegangen werden sollte. Ausnahme bilden die standortgebundenen Abwärmen.

Die Eignung verschiedener Energiesysteme im Kombination mit NFN kann für typische Gebiete wie folgt angegeben werden:

Energie- system Versor- gungsgebiet	Hochwer- tige Ab- wärme	Niederwertige standortgebundene Abwärme		Holz, WKK	Gross- wärme- pumpen	Einspar- strategie (MINERGIE)
	warme Verteilung	kalte Ver- teilung	warme Verteilung	warme Verteilung	warme Verteilung	individuelle Systeme
Neubauten						
geringe und mittlere Dichte (<W3)						
Hohe Dichte (>W3)						
Mehrere grosse Einzelobjekte						
Bestehende Bauten						
geringe und mittlere Dichte (<W3)						
Hohe Dichte (>W3)						
Mehrere grosse Einzelobjekte						
Gemischte Gebiete						
geeignet bedingt geeignet						

Figur 22: Eignung der potentiellen Nachfragegebiete für neue NFN

Grundsätzlich sollen zukünftige also möglichst nur Gebiete mit hoher baulicher Dichte, grössere Einzelobjekte und bestehende gemischte Gebiete mit NFN versorgt werden. Neubaugebiete sind aufgrund der niedrigen Vorlauftemperaturen bei der Heizung besser für Wärmepumpenanwendungen (beispielsweise Nutzung Umweltwärme oder Abwärme aus ARA) geeignet.

- Förderung
Investitionen in überdimensionierte Netze (z.B. Reservehaltung, keine Etappierung) sollen möglichst vermieden werden.
- Qualitätssicherung und –Entwicklung
Besonderes Augenmerk ist auf die bezüglich Zukunftsfähigkeit kritisch beurteilten, meist in eher ländlichen Gegenden realisierten, Wärmeverbünde zu richten. Zudem ist die Qualität der Planung bei einzelnen Energiesystemen zu verbessern.

9.2 Massnahmen zur Umsetzung dieser Strategie

9.2.1 Direkte Förderung: Objektförderung

Die Finanzhilfen für erneuerbare Energien, Umweltwärmen und Abwärmen sind weiterhin nötig. Aus Sicht einer einfachen Praktikabilität wären Förderbeiträge pro genutzte erneuerbare Energieeinheit wünschbar. Damit können aber nicht sämtliche gewünschten Technologien erhalten und Potentiale genutzt werden. Die heutige Förderstrategie mit differenzierten Förderbeiträgen ist grundsätzlich richtig, wir empfehlen jedoch folgende Präzisierungen:

Finanzhilfen notwendig

Fördergegenstände

Nicht standortgebundene Energien

Bei der Nutzung von Energieholz, Umweltwärmen mittels Wärmepumpen und bei der rationellen Energienutzung wie WKK/BHKW ¹⁵ ist es wünschbar nur noch Förderbeiträge für die Energieerzeugungsanlage zu sprechen. Investitionen in Wärmenetze sind als Optimierung des Gesamtsystems zu betrachten und nicht zu subventionieren. Beiträge an Wärmenetze sind unter bestimmten Voraussetzungen sinnvoll, beispielsweise bei Energieholzfeuerungen ab holzverarbeitendem Betrieb ¹⁶.

Anlagensysteme möglichst ohne Beiträge an Netzinvestitionen

Standortgebundene Energien

Bei der Nutzung von standortgebundenen Abwärmen ist die Gesamtheit des Energiesystems, also Wärmeauskopplung und NFN, bei der Bemessung der Förderhöhe zu berücksichtigen.

Anlagensysteme mit Beiträgen an Netzinvestitionen

Umnutzungen bestehender fossiler NFN

Bestehende Infrastrukturen vermehrt für erneuerbare Energien und Abwärme nutzen.

Sanierung bestehender Netze

Bestehende Netze können durch die finanzielle Förderung weiterer Wärmeanschlüsse schrittweise saniert werden. Bei den als kritisch beurteilten Netzen fehlen diese jedoch oft, so dass nur eine umfas-

¹⁵ Also sämtliche nicht standortgebundenen Energiesysteme

¹⁶ Diese erhalten keine Förderbeiträge für die Energieerzeugung.

sende einmalige Entschuldung einen nachhaltigen Betrieb in der Zukunft sicherstellen kann.

Bemessungsgrundlage

*Gegenüber heute
mehr Transparenz
sinnvoll*

Im Vergleich zum heutigen System ist mehr Transparenz bei der Ermittlung der Förderbeiträge sinnvoll. Grundsätzlich soll sich die Beitragshöhe an den Differenzkosten über die Lebensdauer zu einer konventionellen fossilen Feuerung orientieren.

Beitragssätze

Nicht standortgebundene Energiesysteme und Umnutzungen bestehender NFN:

Als Grundlage für den Einsatz einer allfälligen Energieabgabe werden in der 1. Hälfte 1999 entsprechende normierte Beitragssätze für die genannten Energienutzungen ermittelt. Die Förderbeiträge werden in normierte Grössen umgerechnet, beispielsweise in Fr./kW Holzfeuerung (allenfalls gestaffelt nach Grösse der Anlage). Wir verzichten deshalb hier auf eine detaillierte Darstellung der Beitragssätze. Für Umnutzungen in bestehenden NFN kann ein zusätzlicher Bonus gewährt werden.

*Vergleichende Wärme-
gestehungs-
kosten*

Standortgebundene Abwärmenutzung:

Pauschale Verfahren sind hier nicht möglich. Die Differenzkosten sind individuell zu ermitteln. Als Vergleichsvariante sind jedoch einfache Kennziffern statt detaillierter Anlagebeschreibungen nötig. Wir schlagen vor als Vergleichsvariante Wärmegestehungskosten von 90 Fr./MWh bei Anschlüssen über 200 kW und 120 Fr./MWh bei Anschlüssen kleiner als 200 kW vorzusehen.

Sanierung bestehender Netze:

Pauschale Förderbeiträge pro Anschlussleistung, die Beitragshöhe sollte in der gleichen Grössenordnung liegen, wie wenn der Bezüger selber eine Anlage mit derselben Technologie erstellt. Bei einer Entschuldung richtet sich der Förderbeitrag nach den betriebswirtschaftlichen Notwendigkeiten des NFN.

Verfahrensablauf

*Beurteilende Kenn-
ziffern einführen*

Der bisherige Verfahrensablauf bei der Gewährung von Förderbeiträgen des Bundes hat sich bewährt. Wir empfehlen zusätzlich eine

qualitätssichernde Begleitung der Vorhaben (siehe flankierende Massnahmen) durchzuführen.

9.2.2 Indirekte Förderung: flankierende Massnahmen

Neben der direkten Objektförderung sind auch flankierende Massnahmen nötig.

Qualitätssichernde Unterstützung: Coaching bei NFN-Vorhaben

Um die teilweise unerfahrene Bauherrschaft vor unliebsamen Überraschungen zu bewahren, ist bei sämtlichen Projekten eine qualitätssichernde Unterstützung sinnvoll, welche folgende Aufgaben wahrnimmt:

Aufgaben des Coachings durch Dritte

- Zukunftsfähigkeit des Projektes beurteilen, insbesondere bezüglich versorgter Gebiete und angeschlossener Bauten (weisen die Gebiete eine minimal nötige Wärmebezugsdichte auf? Ist das Projekt allenfalls zu redimensionieren?)
- Kostensenkungspotentiale ermitteln (Reduktion des Projektes, Ausschreibungsverfahren, evtl. Totalunternehmer, direktes System statt indirektes, Verletechnik der Rohre etc.)
- Sinnvolle Etappierungsmöglichkeiten evaluieren. Konzeptionelle Unterstützung um Anschlussgrad zu erhöhen.

Die Kosten dieser Beurteilung in der Grössenordnung von 2-3 Arbeitstagen gehen zu Lasten des BFE (allenfalls zu Lasten des Förderbeitrages).

Innovationsförderung für Direktsysteme

Direktsysteme (siehe Kapitel 6.3.3) können zusätzliche Einsparpotentiale¹⁷ vor allem bei kleineren NFN mobilisieren. Weitere Erfahrungen sind in der Schweiz zu sammeln und mittels Pilotprojekten die

Mehr kostengünstige Systeme

¹⁷ Die grössten Einsparpotentiale liegen bei der Verlegungstechnik der Rohre.

Know-how Bildung in den Ingenieurunternehmen zu fördern. Folgende Möglichkeiten erachten wir als prüfenswert:

- Einbezug in die Ausbildung an den Fachhochschulen und Weiterbildungsveranstaltungen der Fachverbände (z.B SWKI).
- Erhöhen des Förderbeitrages um etwa 10% als Anreiz und zur Abgeltung der Transaktionskosten.

Qualitätsentwicklung durch Aus- und Weiterbildung

Erhöhen der Planungsqualität

Die Planungsqualität der Anlagen unterscheidet sich stark. Vornehmlich bei den durch kleinere und wenig erfahrene Firmen erstellten Netzen sind qualitative Schwachstellen sichtbar, welche meist auf eine zu optimistische Zukunftsvorstellung bezüglich Ausbautempo, Anschlusswilligkeit sowie heutigem und zukünftigem Wärmeabsatz zurückzuführen sind. Hier sind qualitative Fortschritte durch Schulung und Ausbildung anzustreben. Unter Einbezug der Fachverbände ist ein Weiterbildungsangebot für planende IngenieurInnen zu entwickeln.

Energierichtplanung, Anschlussverpflichtungen

Räumliche Koordination nötig

Als weiterführende flankierende Massnahme ist die Koordination der Wärmeversorgung mit der Raumplanung zu nennen. Die bisherigen Erfahrungen in den wenigen Kantonen mit einer zielorientierten räumlichen Koordination von Siedlungsentwicklung und Wärmeversorgung sind ermutigend. Die Energieplanung bzw. Energierichtplanung bilden die Basis für zahlreiche erfolgreiche Nutzungen von standortgebundenen Abwärmen und anderen kollektiven Wärmeversorgungen.

Hohe Konstanz in den Aktivitäten nötig

Es zeigt sich jedoch, dass eine Konstanz in den Aktivitäten und insbesondere Konsequenz in der Umsetzung der Richtplanvorhaben bis auf Stufe Quartierplanverfahren und Anschlussverpflichtungen nötig ist.

Marketing Umnutzung bestehender fossiler Netze

Damit die Potentiale an bestehenden fossil betriebenen NFN insbesondere für die nicht standortgebundene Umweltwärme und erneuerbare Energien genutzt werden können, braucht es ein professionelles Marketing. Die Mehrzahl der Anlagen dürfte bereits gemäss LRV saniert sein. Bei allen übrigen Anlagen sind konkrete Angebote, beispielsweise in Zusammenarbeit mit Contractoren, zu entwickeln und bei der Zielgruppe der NFN-Besitzer zu vermarkten.

Anpassen der Fördergesuche: Checkliste

Damit die Vorhaben bezüglich ihrer Zukunftsfähigkeit beurteilt werden können, sind die Fördergesuche so umzustrukturieren, dass die im Kapitel 8 dargestellten Kennziffern sowohl für den Gesuchsteller als auch für die kantonalen Stellen und das Bundesamt ersichtlich sind und ein einfacher Check (stimmt die minimale spezifische Anschlussleistung?) selbst durchgeführt werden kann.

Glossar und Abkürzungen

Annuität: Jährliche Abschlagszahlungen, die sich aus dem verrechneten Zins und der Rückzahlungsdauer ergeben:

$$A = K \frac{q^n (q - 1)}{q^n - 1} \quad A = \text{Annuität}, \quad K = \text{Kapital}$$

$$q = z + 1 \quad z = \text{Zinssatz in } \frac{1}{100} \%$$

ASG Anschlussgrad, Anteil der angeschlossenen Wärmebezüger bezogen auf den Wärmebedarf.

Ausbaugrad Verhältnis von effektiv realisierter Ausnützung zu maximal möglicher Ausnützung

AZ Ausnützungsziffer, Verhältnis von Bruttogeschossfläche zu anrechenbarer Siedlungsfläche

BGF Bruttogeschossfläche

Coefficient of Performance:

(COP). Grösse zur Charakterisierung der Leistungsfähigkeit einer Wärmepumpe.

$$COP = \frac{P_{th \text{ out}}}{P_{mech \text{ in}}} \quad \text{wobei } P \text{ die Leistung bezeichnet.}$$

Bei der Angabe des COP sind Art und Temperatur des primären und sekundären Mediums genau zu spezifizieren.

Contractor: Eine Unternehmung, die (in unserem Falle Anlagencontracting) Wärme zu vertraglich vereinbarten Konditionen ins Haus liefert. Der Contractor ist für Bau, Unterhalt und Betrieb der Anlagen verantwortlich.

Direkte bzw. indirekte Beschäftigungseffekte:

Ein direkter Beschäftigungseffekt tritt ein, wenn das Arbeitsvolumen in der betrachteten Branche zunimmt. Indirekt ist der Beschäftigungseffekt, wenn andere Branchen profitieren.

EBF Energiebezugsfläche

EKZ Energiekennzahl

Intertemporale Verteilungsgerechtigkeit:

Durch den Verbrauch nichterneuerbarer Ressourcen entstehen den künftigen Generationen Mehrkosten da diese Gut nicht mehr zur Verfügung steht (Mehrkosten für Ersatzgut) oder höhere Gewinnungskosten (z.B: Ölschiefer statt Erölquelle) resultieren. Diese Kosten sind ein Teil von externen Effekten des Ressourcenverbrauchs.

Jahresarbeitszahl: (JAZ). Leistungsgrösse zur Charakterisierung einer Wärmepumpe und deren Betrieb über ein ganzes Jahr im effektiven Betrieb:

$$JAZ = \frac{E_{th\ out}}{E_{mech\ in}}$$

Kalkulatorische Energiepreiszuschläge:

Eine der möglichen Zuordnungen von externen Kosten auf einzelne Energieträger.

MINERGIE: Der MINERGIE-Standard steht für eine rationelle Energieanwendung und Nutzung erneuerbarer Energien - bei gleichzeitiger Verbesserung der Lebensqualität und Senkung der Umweltbelastung. Für wichtige und entsprechend verbreitete Anwendungsbereiche werden diese Anforderungen als Standards definiert. MINERGIE ist ein Konzept, das in allen Energieanwendungen umgesetzt werden kann: Gebäudeheizung, Warmwasser, Beleuchtung, Geräte, Prozesse und Verkehr.

NSF Nettosiedlungsfläche

Pellets: Industriell hergestelltes Schüttmaterial aus Holz, das sich als Brennstoff für automatische Holzheizungen eignet.

Realzins: Der rechnerische Zinssatz nach Abzug der Inflationsrate.

Skaleneffekte: Geringere Einzelkosten durch die Erhöhung des Volumens. Der Skaleneffekt ist umso grösser, je höher der Anteil der fixen Kosten an der Herstellung eines Gutes ist. Beispiel: die spezifischen Investitionen pro kW Leistung bei einer Holzfeuerung betragen für eine 250 kW Feuerung etwa 1200 Fr./kW, für eine Anlage im MW-Bereich ca. 600 Fr./kW

Standortgebundene Abwärme:

Abwärme, deren Nutzung an einen Standort gebunden ist. Z.B: Kehrlichtverbrennungsanlagen, Faulgasmotoren in Abwasserreinigungsanlagen, Atomkraftwerke, Industriebetriebe.

Wärmeübergabestation:

Sie umfasst die Uebergabeinstallation beim Wärmeabnehmer: Wärmezähler und Armaturen. Ein Wärmetauscher ist in den neueren Wärmeübergabestationen nicht mehr vorgesehen, sondern als Teil der Hausinstallation ist er bereits Sache des Abnehmers.

Wärmeverteilung

"Warme Verteilung" umfasst die gewohnten Wärmenetze, in denen heisses Wasser (50 bis z.T. mehr als 100 °C) zirkuliert. In einer "kalten Verteilung" wird Wasser auf einem tiefen Temperaturniveau zum Abnehmer gebracht, der es mithilfe einer Wärmepumpe auf Gebrauchstemperatur bringen muss.

Literatur und Quellen

BFE 1998	Bereich Abwärmenutzung, Jahresplan 1998, Bundesamt für Energie, Sektion erneuerbare Energien, Bern 1998
Brugg 1999	Mitteilung Kabelwerke Brugg
Durena 1999	Mitteilung Fa. Durena AG, Lenzburg
econcept 1995	Sachplan Energie des Kantons Luzern. Grundlage für die Revision des kantonalen Richtplans. econcept i.A. des Aktionsprogrammes Energie und Umwelt des Kantons Luzern, Zürich 1995
econcept 1996	Innovations- und Beschäftigungsimpulse von Energie 2000; econcept i.A. Bundesamt für Energie, Bern Juli 1996-
econcept 1997	Externe Wärmenutzung aus Kläranlagen; Eignungsabklärung in den Kantonen AG; LU, SH, TG, ZH
econcept/Infras 1994	Energienutzung in den schweizerischen KVA, Datenbank, Schlussbericht. econcept/Infras im Auftrag des BFE, E2000. 16. Mai 1994
Energieplanung 1993	Energieplanung des Kantons Zürich. Bericht zum Energieplan. INFRAS/GLS i. A. Amt für technische Anlagen und Lufthygiene des Kantons Zürich (heute AWEL). Zürich 1993
Energieplanungsbericht ZH 1998	Energieplanungsbericht 1998. Bericht des Regierungsrates über die Energieplanung (vom 16. Dez. 1998). Kanton Zürich, AWEL, 1998.
EWI 1997	Kostengünstige Nahwärmeverbünde. Planungsgrundlagen / Musterausschreibung. Zürich, 25.2.1997
Ext. Kosten 1996	Die vergessenen Milliarden. Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich. Infras/econcept/prognos. Verlag Paul Haupt, Bern. 1996
Finanzhilfen 1997a	Finanzhilfen für Holzenergieprojekte: Erfahrungen 1992 bis 1995 und künftige Änderungen; Teil B: Berechnungsmodell, Energie 2000 Ressort Regenierbare Energien, Förderprogramm Holz, Zürich 1997

- Finanzhilfen 1997b Finanzhilfen für Holzenergieprojekte: Erfahrungen 1992 bis 1995 und künftige Änderungen; Teil C: GESuchtsformulare, Energie 2000 Ressort Regenerierbare Energien, Förderprogramm Holz, Zürich 1997
- Finanzhilfen 1998 Finanzhilfen für Holzenergieprojekte, interne Arbeitsunterlage zu offenen Fragen; VHe und BFE, Februar 1998
- Finanzhilfen 1998b Projekt Finanzhilfen für Holzenergieprojekte; Übersicht über die bis am 31. März 1998 im Rahmen des Projektes "Finanzhilfen für Holzenergieprojekte" vom Förderprogramm Holz unterstützten Projekte, Energie 2000, Förderprogramm Holz c/o VHe, Zürich 1998
- Gesuche 1998 Auszüge aus Subventionsgesuche an das BFE; interne Unterlagen, Bern 1998
- Holzenergie-Bulletin 44 Entstehungsgeschichte und Betriebserfahrung von Holznahwärmeverbünden, Artikel in Holzenergie-Bulletin 44/1997, VHe und Energie 2000 Ressort Regenerierbare, Zürich 1997.
- Holzheizung 1986 Handbuch der Holzheizung. Intep, BEW. Schriftenreihe BEW Nr. 38. Bern, 1986
- INFRAS 1997 Beschäftigungswirkungen der Ressortaktivitäten von Energie 2000 und der erneuerbaren Energien in der Schweiz; INFRAS i.A. BFE; Bern 1997
- INFRAS 1998 Beschäftigungswirkungen der Ressortaktivitäten von Energie 2000 und der erneuerbaren Energien in der Schweiz; INFRAS i.A. BFE; Bern 1998
- Kostenvergleich 1994 Gesamtkostenvergleich Ölheizung/Gasheizung. Brennpunkt spezial. Informationsstelle Heizöl, Zürich. 26.8.1994
- Minergie Wallis 1998 Minergiestrategie für den Kanton Wallis. Schlussbericht. ARGE Dr. R. Meier und Frauenfelder Support Energie und Umwelt. Bern/Frauenfeld, 16.10.1998
- Minergiehaus 1998 Das Minergie-Haus, Planungshilfe für Baufachleute. R. Fraefel. AWEL ZH und Bau-, Verkehrs- u. Energiedir. BE. Zürich und Bern, Mai 1998.

- MSE 1999 Mitteilung Ole Damm, Mittel- und südjtisches Energieunternehmen. Dänemark.
- Musterausschreibung 97 Kostengünstige Nahwärmeverbünde, Planungsgrundlagen / Musterausschreibung, EWI i.A. Ressort Industrie E2000, Zürich 1997
- Ökoinventar 1994 Ökoinventare für Energiesysteme, 1. Auflage, Laboratorium für Energiesysteme ETH Zürich, Zürich 1994
- Prognos 1996 Perspektiven der Endergienachfrage der privaten Haushalte. Prognos i.A. BFE, Bern 1996
- SIA 380/1 SIA 380/1, Energie im Hochbau, SIA, Zürich 1988
- Stat. Jahrbuch 1998 Statistisches Jahrbuch der Schweiz. Verlag NZZ, 1998
- Statistik 97 Schweizerische Gesamtenergiestatistik, Bundesamt für Energie, Bern 1997
- Tagung 98 Arbeitstagung: Management- und Schulungsbedarf für das Planen, Erstellen und Bewirtschaften von Holzenergie-Wärmenetzen; 18. September 1998, BFE
- TECSAN 1999 Mitteilung TECSAN GmbH, Steinberg, Deutschland, 1999
- TENUM Nahwärmeverbund, Tenum Fachforum, Liestal, Jahr unbekannt
- TENUM Nahwärmeverbund, Tenum Fachforum, Liestal, Jahr unbekannt
- Thoma/Renz 1997 Die 10 Kernfehler des Management von Wärmenetzen; Auszug aus Grundlagen für einen möglichen Management-Guides; Beratungen Thoma und Renz i.A: BFE, Basel 1997
- Thoma/Renz 1997 Die 10 Kernfehler des Management von Wärmenetzen; Auszug aus Grundlagen für einen möglichen Management-Guides; Beratungen Thoma und Renz i.A: BFE, Basel 1997
- UVEK 1998 Stand der Energiepolitik in den Kantonen; Konferenz der kantonalen Energiedirektoren, UVEK, Bern 1998
- VHe 1997 Holzenergieanlagen in der Schweiz, Entstehungsgeschichte und Betriebserfahrungen, Energie 2000/VHe, Zürich 1997

- VHe 1998 Im Wald wächst Wärme
Dokumentation der Schweizerischen Vereinigung für Holzener-
gienutzung, Zürich 1998
- Volkszählung 1990 Eidgenössische Volkszählung 1990, Struktur des Gebäudebe-
standes, Bundesamt für Statistik, Bern 1992
- WPZ 1998 Wasser-Wasser-Wärmepumpen. Prüfungen. Wärmepumpen-
test- und Ausbildungszentrum Töss. Winterthur, 3.11.1998

Anhang

Anhang	135
Grundlagen Beschäftigungseffekte	137
Wärmebedarf und Siedlungskenndaten	139
Preise Anlagenteile	139
Wärmetauscher KVA	141
Wärmepumpen	141
Tiefbau und Rohrleitungen	142
Wärmeübergabestationen	144
Vertiefte Abklärungen ausgewählter NFN	145
Wärmeverbund Wipkingen, Zürich	146
Wärmenutzung aus der ARA Muri	154
Wärmeversorgung Stuckimatte, Steffisburg	161
Wärmeauskopplung aus der ARA Thun und Versorgung eines Sportzentrums	168
Wärmeverbund Salwiese, Arbon	174

Grundlagen Beschäftigungseffekte

Direkter Bruttoeffekt (positiv)

Arbeitsplätze	Investition in Wärmenetz			
	BWS/AP	Branchenanteil	Importanteil	Inlandanteil
Maschinen und Fahrzeuge	100	100	10%	60%
Elektrik, Elektronik, Optik	100	100		100%
Bauhauptgewerbe	80	80	60%	100%
Ausbaugewerbe	80	80		100%
Beratung, Planung, Informatik, Schulung	120	120	10%	100%
Übrige Dienstleistungen	70	70		100%
Restliche Branchen	100	100	20%	70%
Bruttowertschöpfung / AP		90 kFr.		
davom wirksam im Inland		80 kFr.		
davon wirksam in Ausland		10 kFr.		
Investition von 100 kFr. Gibt AP				
Total		1,11		
davon				
Inland		0,99		
Ausland		0,12		
Bruttowertschöpfung / AP		90 kFr.		
davom wirksam im Inland		80 kFr.		
davon wirksam in Ausland		10 kFr.		
Investition von 100 kFr. Gibt AP				
Total		1,11		
davon				
Inland		0,99		
Ausland		0,12		

89%
11%

Indirekter Negativeffekt (negativ)

Arbeitsplätze	Investition in Wärmenetz			
	BWS/AP	Branchenanteil	Importanteil	Inlandanteil
Maschinen und Fahrzeuge	100	100	5%	40%
Elektrik, Elektronik, Optik	100	100	5%	30%
Bauhauptgewerbe	80	80	5%	0%
Ausbaugewerbe	80	80	5%	0%
Beratung, Planung, Informatik, Schulung	120	120	7%	0%
Übrige Dienstleistungen	70	70	5%	0%
Restliche Branchen	100	100	68%	30%
Bruttowertschöpfung / AP		97,9 kFr.		
davom wirksam im Inland		74 kFr.		
davon wirksam in Ausland		23,9 kFr.		
Investition von 100 kFr. Gibt AP				
Total		1,02		
davon				
Inland		0,77		
Ausland		0,25		

82%
27%

Vergleich unterschiedlicher Wärmeerzeugungen

Direkte Bruttobeschäftigungseffekte

Vergleichende Öl-/Gasfeuerung	Inv. Und Ausgaben ü	Anteil in 15 Jahren	BWS: kFr./AP	Importquote	AP Inland	Anteil
Investition	55	100%	100	15%	0,47	69%
Brennstoffe fossil korr.	58	100%	150	70%	0,12	17%
Brennstoffe Holz	0	100%	80	0%		
Brennstoff Abwärme		100%		0%		
Unterhalt	8,25	100%	90	0%	0,09	14%
					0,68	
Leistung	50		kW			
Spez. Investiton Fr./kW	1100		Fr./kW			
Produzierte MWh	85		MWh			
Energiebedarf fossil	97					
Energiebedarf Holz						
Energiebedarf Abwärme			MWh			

Investition von 100 kFr. ergibt 1,23 Arbeitsplätze

Öl/Gasfeuerung	
Arbeitsplätze für 1000 MWh Nutzenergie	7,94 Arbeitsplätze
Nötige Investitionen und Ausgaben	1426 kFr.
Brennstoff und Unterhalt (15 Jahre)	779 kFr.
Nötige Investition (Anlagen à 50 kW)	647 kFr.
Externe Kosten	852 kFr.

Wärmepreis
102

Holzfeuerung	Inv. Und Ausgaben ü	Anteil in 15 Jahren	BWS: kFr./AP	Importquote	AP Inland	Anteil
Investition	500	100%	100	15%	4,25	27%
Brennstoffe fossil korr.	0	100%	150	70%		
Brennstoffe Holz	850	100%	80	0%	10,63	68%
Brennstoff Abwärme		100%		0%		
Unterhalt	75	100%	90	0%	0,83	5%
					15,71	
Leistung	500		kW			
Spez. Investiton Fr./kW	1000		Fr./kW			
Produzierte MWh	850		MWh			
Energiebedarf fossil						
Energiebedarf Holz	1133					
Energiebedarf Abwärme			MWh			

Investition von 100 kFr. ergibt 3,14 Arbeitsplätze

Holzfeuerung	
Arbeitsplätze für 1000 MWh Nutzenergie	18,48 Arbeitsplätze
Nötige Investitionen und Ausgaben	1676 kFr.
Brennstoff und Unterhalt (15 Jahre)	1088 kFr.
Nötige Investition (Anlagen à ca. 500 kW)	588 kFr.
Externe Kosten	200 kFr.

Wärmepreis
118

Abwärmenutzung mit Spitzenkessel	Inv. Und Ausgaben ü	Anteil in 15 Jahren	BWS: kFr./AP	Importquote	AP Inland	Anteil
Investition	630	100%	100	15%	5,36	40%
Brennstoffe fossil korr.	340	100%	150	70%	0,68	5%
Brennstoffe Holz	0	100%	80	0%		
Brennstoff Abwärme	560	100%	90	0%	6,23	47%
Unterhalt	94,5	100%	90	0%	1,05	8%
					13,31	
Leistung	1000		kW			
Spez. Investiton Fr./kW	630		Fr./kW			
Produzierte MWh	1700		MWh			
Energiebedarf fossil	566					
Energiebedarf Holz						
Energiebedarf Abwärme	1132		MWh			

Investition von 100 kFr. ergibt 2,11 Arbeitsplätze

Abwärmenutzung	
Arbeitsplätze für 1000 MWh Nutzenergie	7,83 Arbeitsplätze
Nötige Investitionen und Ausgaben	956 kFr.
Brennstoff und Unterhalt (15 Jahre)	585 kFr.
Nötige Investition (Anlagen à ca. 1 MW)	371 kFr.
Externe Kosten	250 kFr.

Wärmepreis
68

Wärmebedarf und Siedlungskennndaten

Wärmebedarf pro Hektare Siedlungsflächen

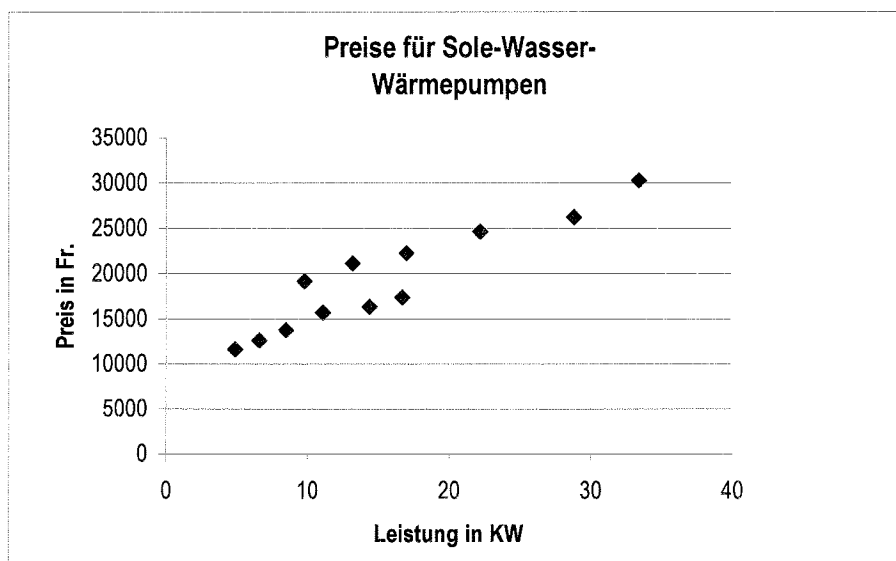
Siedlungskennndaten										
Ausnützungsziffer	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4	1,6	1,8	2,0	
EBF/BGF	1									
Ausbaugrad	1									
Verkehrsfläche/Baufläche	0,82									
EBF pro Hektare	3280	4920	6560	8200	9840	11480	13120	14760	16400	
Energiekennzahlen										
A/EBF	2,5	2,3	2,1	1,9	1,7	1,5	1,3	1,1	0,9	
Warmwasser	65	70	75	80	85	90	95	100	105	
EKZ (fw) Neubau	460	450	430	410	390	380	360	340	330	
EKZ (fw) vollständig saniert	540	530	510	490	470	460	440	420	410	
EKZ (fw) teilsaniert	635	630	620	610	600	595	585	575	570	
EKZ (fw) unsaniert	730	730	730	730	730	730	730	730	730	
Wärmenetz										
Energiebedarf pro Hektare										
Neubauten	1500	2200	2800	3400	3800	4400	4700	5000	5400	
Vollständig sanierte Bauten	1800	2600	3300	4000	4600	5300	5800	6200	6700	
Teilsanierte Bauten	2100	3100	4100	5000	5900	6800	7700	8500	9300	
Unsanierete Bauten	2400	3600	4800	6000	7200	8400	9600	10800	12000	

Preise Anlagenteile

Wärmetauscher KVA

Die Wärmeauskopplungseinrichtungen zur Einkopplung von Abwärme in ein Verteilnetz kosten typischerweise etwa 8.40 Fr./MWh. (Für einen Wärmetauscher von 20 MW Leistung wurden bei der KVA-Turgi 3 Mio. Fr. veranschlagt.)

Wärmepumpen



Quelle: SATAG

Figur 23: Preise für Sole-Wasser Wärmepumpen, inkl. Montage, ohne Erdsonde. Leistungsangaben beziehen sich auf Vorlauftemperatur von 45 °C. Preise für Wasser-Wasser Wärmepumpen liegen erfahrungsgemäss 5 bis 10 % höher

Die jährlichen Kosten für den Kapitaldienst (Lebensdauer 15 a, Realzins 2.5 %/a) und den Unterhalt (2 %/a) von Wärmepumpen sind bei kleineren Baugrössen recht gross, wie folgende Tabelle zeigt:

Baugrösse	Leistung	Inv. inkl. Mont.	Annuität und Unterhalt
	kW th	Fr.	Fr./MWh
Kleine Anlage	5	13'000	145
Mittlere Anlage	20	23'000	65
Grössere Anlage	40	37'000	50
Grössere Anlage *)	80	63'000	45

*) Werte durch Extrapolation

Tabelle 39: Typische Preise und Kosten von Wasser-Wasser-Wärmepumpen.

Tiefbau und Rohrleitungen

Die Feststellung von eindeutigen Preisen für die einzelnen Systemteile ist schwierig. Sie hängen in baulicher Hinsicht von den örtlichen Gegebenheiten und bei der Vergabe von Unternehmeraufträgen von dem aktuellen Preisniveau ab.

Nachfragen bei einem dänischen Energieunternehmen, das über grosse Erfahrung beim Bau von Netzen verfügt, haben gezeigt, dass die in Tabelle 40 für mittlere Durchmesser aufgelisteten Kosten recht gut vergleichbar sind. Bei den Anschlussleitungen können die Dänen offenbar günstiger bauen.

Die Hauptleitungen werden wie bei uns in offener Grabenbauweise verlegt und verschweisst wohingegen die Anschlussleitungen vielfach direkt vom Graben zum Bezüger unterirdisch gepresst werden. [MSE 1999].

Nenn- weite	Leistung Delta T = 40 C	Graben	Rohrleitun- gen	Honorare, Info, Jurist	Total Standard	Total günstig
DN	kW	Fr./Tm	Fr/Tm	Fr/Tm	Fr/Tm	Fr/Tm
20	50	250	200	110	560	440
50	530	320	260	140	720	570
125	4000	540	500	260	1300	1100
200	11000	770	800	390	2000	1700

Quelle: Durena 1999

Tabelle 40: Typische Preise für Leitungsbau bei der Fernwärme Siggenthal. Tm = Trasseemeter

Für Hausanschlüsse finden kleine Nennweiten Verwendung. Es werden gewöhnlich Flex-Rohre gewählt, da diese einfacher zu verlegen sind und keine Probleme in Bezug auf Wärmeausdehnung stellen. Die bis Nennweite 80 mögliche Wahl von Flexrohren hat für die Gesamtverlegung Kostenreduktion gegenüber Stahlrohren von bis zu 30 % zur Folge.

Die grösseren Nennweiten finden sich vor allem für Hauptleitungen, darunter insbesondere die Zubringerleitung von der KVA. Die Kostendifferenz von Standard zu günstig hängt in erster Linie von der Trasseeführung ab. Wiederherstellung von Asphaltüberdeckungen, Verkehrsregelungen etc. führen zu höheren Preisen.

Die hauptsächlich preisbestimmenden Unternehmerarbeiten sind von der Konjunktur abhängig. Da sich aufgrund eines Ueberangebotes in Europa der Margendruck verschärft, wird längerfristig mit eher fallenden Preisen für das Leitungsmaterial gerechnet. (Auskunft Kabelwerke Brugg.) Das allgemeine Preisniveau wird sich aber höchstens um einige % nach unten bewegen.

In nächster Zeit zu erwartende technische Durchbrüche bei der Leitungsproduktion werden nicht erwartet. Der bereits erwähnte Margendruck wird aber dazu führen, dass die Produktionsstätten rationalisiert und die -mengen erhöht werden müssen, um im Markt bleiben zu können. [Kabelwerke Brugg]

Wärmeübergabestationen

Es werden nur standardisierte Modelle mit geeichter Wärmezählung eingebaut. Wärmetauscher, Boiler etc. gehören bereits zum Heizungssystem des Kunden. In den Kalkulationen der DURENA AG für die Fernwärme Siggenthal wird mit den folgenden Preisen gerechnet:

		Div. Mate- rial	Wärme- zähler	Eichbesch.	Montage	Summe Standard	Summe Nur Durchfl.
DN	m3/h	Fr/Sta	Fr/Sta	Fr/Sta	Fr/Sta	Fr/Sta	Fr/Sta
20	0.75	1100	700	300	400	2500	2060
32	2.50	1500	700	300	400	2900	2460
40	3.00	1600	700	300	400	3000	2560
40	4.50	1600	850	300	400	3150	2680
40	6.00	1600	1500	300	400	3800	3200
50	12.00	1900	2700	300	400	5300	4460

[DURENA AG]

Tabelle 41: Preise für Wärmeübergabestationen.

Falls für eine billigere Wärmeverteilrechnung keine Eichung der Messung notwendig wäre und auf einen einfacheren Zähler zurückgegriffen werden könnte, dürften sich die Kosten entsprechend der hintersten Zeile vermindern.

Hier gelten bezüglich Kostenvergleich mit Dänemark ähnliche Bemerkungen wie im vorhergehenden Paragraphen: Die von den Dänen mitgeteilten Kosten decken sich sehr gut mit den in obiger Tabelle ausgewiesenen [MSE 1999].

Vertiefte Abklärungen ausgewählter NFN

Aus der Übersicht GEMÄSS Tabelle 18 wurden einige Anlagen herausgegriffen und präziser untersucht. In persönlichen Interviews mit den entsprechenden wurden folgende Punkte erörtert:

Einige Anlagen aus vorhergehender Übersicht

- Sind die technischen Daten des Versorgungsnetzes, die seinerzeit in dem Gesuch an das BFE erwähnt wurden, noch aktuell?
- Erfolgsfaktoren und Hemmnisse
- Wie verhalten sich die tatsächlichen Kosten zu den budgetierten?
- Wie kann in Zukunft auf Änderungen in der Wärmenachfrage reagiert werden? Sind weitere Netzausbauten geplant?
- Betriebswirtschaftliche Aspekte: Tarifstruktur, Gestehungspreis der Wärme, Eigenheiten der Finanzierung.
- Bewährt sich die gewählte Firmenstruktur?
- Förderbeiträge und deren Wirkung

Fragenkatalog

Die Besprechungen mit den Verantwortlichen nahmen jeweils rund 1 ½ bis 2 Stunden in Anspruch, Anlagenbesichtigungen wurden keine durchgeführt.

Es wurden folgende Anlagen vertieft untersucht:

- Wärmeverbund Wipkingen, Zürich
- Wärmenutzung aus der ARA Muri
- Wärmeversorgung Stuckimatte, Steffisburg
- Wärmeauskopplung aus der ARA Thun und Versorgung eines Sportzentrums
- Salwiese, Arbon

Wärmeverbund Wipkingen, Zürich

Anlagenbeschreibung

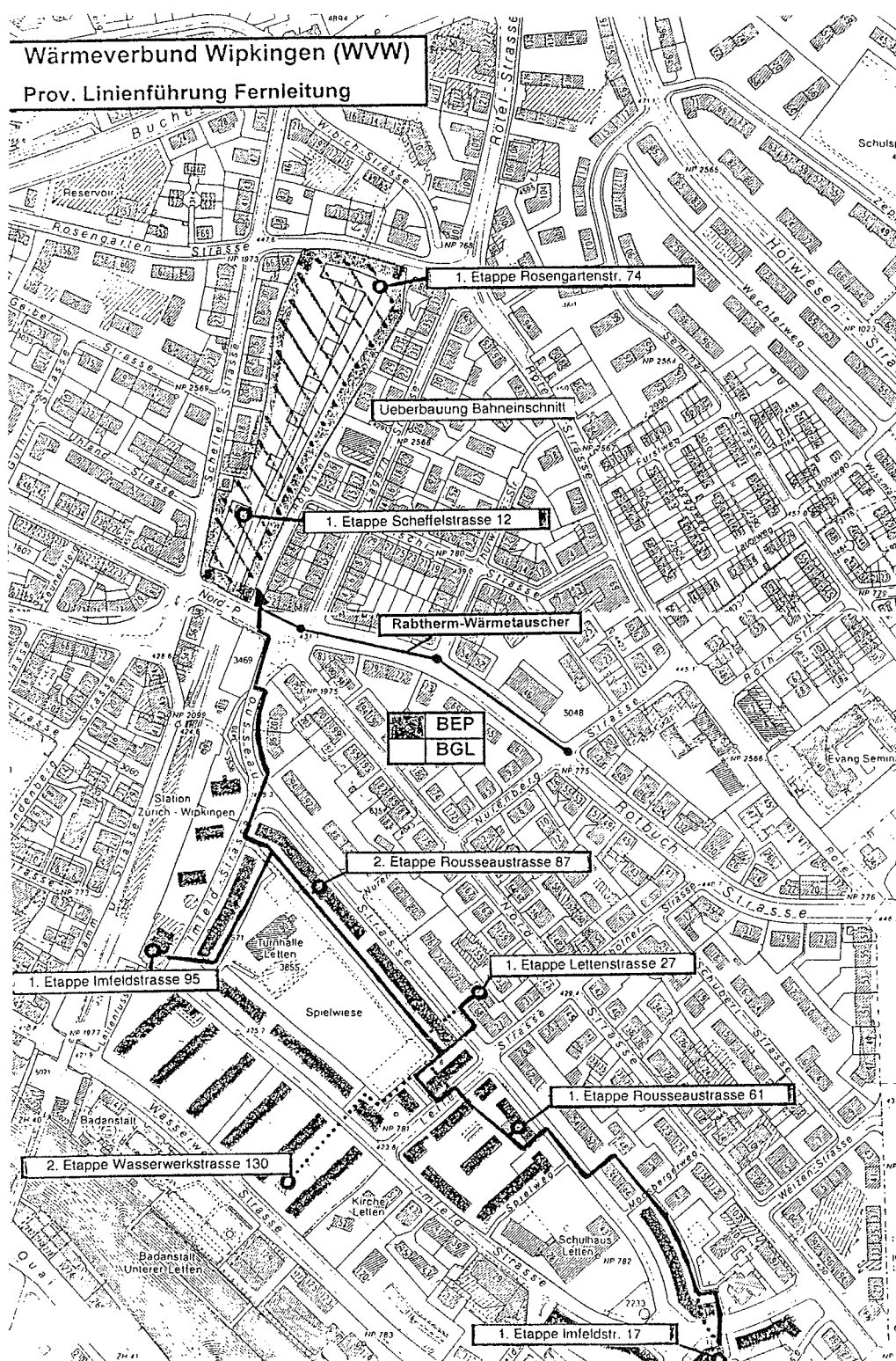
*Nutzung der Wärme
aus Abwasserkanali-
sation*

In Zürich-Wipkingen entsteht derzeit die erste Grossanlage zur kommerziellen Wärmegewinnung aus Rohabwasser. Ein 200 m langer Wärmetauscher wird in den in der Rotbuchstrasse verlaufenden Abwassersammelkanal eingebaut. Wärmetauscherelemente und Vorlauf- und Rücklaufleitungen werden in das Bankett des Kanals (Durchmesser 1,5 m) einbetoniert. Die Wärmetauscherelemente bestehen aus Chromstahl; es wird ihnen eine Wärmeübertragungsleistung von 4 kW/m zugeschrieben. Das auf ca. 8-12° erwärmte Wasser im Sekundärkreislauf wird über eine rund 100 m lange Verbindungsleitung einem weiteren Wärmetauscher in der Zentrale an der Scheffelstrasse 12 zugeführt, der Teil des Verteilnetzes ist.

Ueber eine insgesamt 1220 m lange kalte Verteilung wird die Energie als „kalte Fernwärme“ an 6 Unterstationen weitergeleitet, wo sie mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen auf Nutztemperatur gebracht wird. In diesen Unterstationen sind auch Spitzenheizkessel vorgesehen.

*Ursprünglich nur
eine zentrale WP
und heisse Verteilung
vorgesehen*

Im ursprünglichen Projekt war eine zentrale Wärmepumpe und ein Oelkessel in der Zentrale an der Scheffelstrasse 12 und eine „heisse“ Verteilung zu den vier Unterstationen der ersten Etappe vorgesehen. Das nunmehr gewählte Schema einer kalten Grobverteilung bietet bei ungefährrer Kostenneutralität ein erhöhtes Mass an Versorgungssicherheit und Flexibilität.



Figur 24: Situationsplan der Wärmeversorgung Wipkingen.
M 1 : 5'000

Die wichtigsten aktuellen Eckdaten sind der folgenden Aufstellung zu entnehmen:

Länge des Wärmetauschers:	200 m
Verbindung bis Hauptzentrale:	100 m
Leitungslänge ohne Ueberbauung über Bahneinschnitt:	1220 m
Leitungslänge in Ueberbauung über Bahneinschnitt:	300 m
Angeschl. Wohnungen Etappe 1:	690 Wohn'gn
Angeschl. Wohnungen Etappe 2:	221 Wohn'gn
Inst. Leistung in Rinnen-Wärmetauscher:	847 kW
Temperaturabfall in Abwasser:	5 °C
Geforderte minimale Abwassertemperatur am Austritt:	8 °C
Gesamtfhaft install. Heizleistung, 1. + 2. Etappe:	5'560 kW
Wärmebedarf:	10'300 MWh/a
Genutzte Wärme aus Abwasser:	4'400 MWh/a
Elektrizität für Wärmepumpen:	2'300 MWh/a
Elektrizität für Pumpen und Hilfsbetriebe:	230 MWh/a
Fossile Energie (Oel und Gas):	4'240 MWh/a

*Verlegung in priv.
Grund und System-
wechsel auf kalte
Verteilung ergeben
markante Kostenersparnis*

Da es gelungen ist, von der Verlegung in der Strasse weitgehend unabhängig zu werden und das Leitungstrasseee durch die erschlossenen privaten Grundstücke zu ziehen, hat sich der Verlegungspreis von ursprünglich etwa 2000.—Fr./m auf 1000.—Fr./m halbiert. Dazu trug auch die Kostenersparnis bei, die aus dem Systemwechsel und der damit verbundenen Verwendung von nicht isolierten Kunststoffrohren anstelle der ursprünglich vorgesehenen hochisolierten Stahlrohre resultierte.

Trägerschaft, Betreiber

Abt. Energiedienstleistungen des EWZ

Das Vorhaben wird durch die Abteilung Energiedienstleistungen des EWZ ausgeführt und später auch im Contracting Verhältnis betrieben. Bei den Bezüglern handelt es sich um die folgenden drei Parteien:

Baugenossenschaft des eidgenössischen Personals
 Baugenossenschaft Letten
 Pensionskasse des Personals des Kantons Zürich

Die Pensionskasse des Personals des Kantons Zürich erwirbt die Ueberbauung über dem Bahneinschnitt Wipkingen von der Hatt Haller AG.

Anschlusspflicht

Für den Wärmeverbund Wipkingen besteht keine Anschlusspflicht. Das Zustandekommen der Anlage beruht auf Freiwilligkeit.

Freiwillige Wärmeabnahme

Finanzierung

Da das Projekt wurde dem Gemeinderat vorgelegt und bewilligt. Die wichtigsten finanziellen Eckdaten sehen etwa wie folgt aus:

Erweitertes Projekt muss dem Gemeinderat vorgelegt werden

Investitionen:	
Wärmetauscher und Zwischenkreislauf:	500'000 Fr.
Energieerzeugung in 7 Zentralen:	2'610'000 Fr.
Rohrleitung:	800 000 Fr.
Anschluss an Fernleitzentrale EWZ:	270'000 Fr.
Honorare	500'000 Fr.
Unvorhergesehenes:	<u>470'000 Fr.</u>

Keine Detailangaben

Bruttoinvestitionen:	5'243'000 Fr.
----------------------	---------------

Total inkl. MwSt und Zuschlag für Berechnungsunsicherheit:	<u>5'583'800 Fr.</u>
---	----------------------

Finanzierung:	
Schriftlich zugesicherte Investitionsbeiträge der	
Wärmebezüger:	1'798'500 Fr.
Finanzhilfe Bund:	392'700 Fr.
Stromsparfonds der Stadt Zürich:	1'570'000 Fr.
Zu Lasten EWZ:	<u>1'822'600 Fr.</u>
Total:	<u>5'583'800 Fr.</u>

Das EWZ erwartet für die 2. Etappe einen zusätzlichen Anschlussbeitrag der Wärmebezüger von etwa 230'000 Fr., der den Betrag des EWZ entlasten wird.

Der aus dem Stromsparfonds nachgefragte Beitrag von 1'570'000 Fr. wurde entsprechend den Richtlinien über die finanzielle Förderung von Massnahmen, die der rationellen Energieverwendung und der Nutzung erneuerbarer Energieträger dienen, errechnet. Das Verfahren ist im Wesentlichen dasselbe wie beim BFE: Durch einen Wirtschaftlichkeitsvergleich mit einer reinen Oelfeuerung werden die Zusatzkosten für die Variante "rationelle Energieverwendung und Nutzung erneuerbarer Energieträger" festgestellt. Durch Kapitalisierung dieser Jahreskosten ergeben sich die Zusatzinvestitionen, von denen 30 % als Förderbeitrag ausgerichtet werden.

Betrieb

Das EWZ hat für das erste Betriebsjahr des voll ausgebauten Nahwärmeverbundes für 2001 die folgende Betriebsrechnung veranschlagt:

Einnahmen aus Wärmelieferung	680'100 Fr.
Einkauf fossile Energieträger	-127'200 Fr.
Aufwand für Bedienung, Service,	
Unterhalt, Wartung	-143'000 Fr.
Kapitalkosten (Nettoinvestitionen 1. und 2. Etappe)	<u>-153'100 Fr.</u>
Ertrag aus Elektrizitätslieferung	<u>256'800 Fr.</u>

Wärme- und Elektrizitätspreis

Damit ergibt sich der Wärmepreis zu 66 Fr./MWh und aus der Erlös aus der Elektrizitätslieferung wird 112 Fr./MWh. Dies entspricht etwa dem Wärmepumpentarif W 1994.

Das Projekt erlaubt eine bessere Vermarktung der disponiblen Elektrizität, die sonst auf dem freien Markt zu etwa 33 Fr./MWh abgesetzt werden müsste. Dadurch verbessert sich der Geschäftsertrag des EWZ um 181'000 Fr. pro Jahr.

Vorteilhafte Vermarktung disponibler Elektrizität

Verrechnung, Tarife

Bei den Angaben zu den Tarifen treffen die gleichen Ausführungen wie oben zu. Das EWZ plant, die Wärme zu einem Preis von 80 Fr./kWh abzugeben. Allerdings ist nicht klar, ob es sich dabei um einen durchschnittlichen „Ueber-Alles-Preis“ oder lediglich einen Arbeitspreis handelt. Mit den obigen Zahlen erhalten wir mit der im Kapitel 3 erwähnten Rechnungsweise einen Wärmegestehungspreis von 67 Fr./MWh – darin enthalten sind 8,45 Fr./MWh für die Verteilung.

Keine Detailangaben vom Betreiber

Substituierte Energie, Arbeitsplätze

Die Abwärmenutzung des Rohabwassers ersetzt pro Jahr rund 640 t Heizöl, was eine Verminderung des CO₂- als auch des NO_x - Ausstosses zur Folge hat. Die externen Kosten reduzieren sich damit etwa um 270 000 Fr. pro Jahr.

Reduktion der externen Kosten

Das Investitionsvolumen für den Nahwärmeverbund ist etwa 50 % höher als bei konventionellen Sanierungen von Heizungsanlagen. Die hauptsächlich baugewerblichen Arbeiten werden lokal beschäftigungswirksam.

Beschäftigungswirksamkeit

Förderung

Dieses Projekt wird vom BFE mit nahezu 400'000 Fr. gefördert und der beantragte Beitrag aus dem Stromsparerfonds der Stadt Zürich beläuft sich auf 1'570'000 Fr. Auch hier stellen die Fördermittel aus der Sicht der Initianten eine wichtige Entlastung bei der Finanzierung dar. Die etappierte Auszahlung des BFE-Beitrages hat weder eine günstige noch eine ungünstige Wirkung, da die zur Diskussion ste-

Fördermittel von Bund und Stadt Zürich

henden Beträge in der Finanzplanung des EWZ eine sehr untergeordnete Rolle spielen. Diese Bemerkung betrifft die zeitlich gestaffelte Auszahlung und nicht die Gewährung einer Investitionshilfe – diese ist ein wichtiges Element bei der Beurteilung der Wirtschaftlichkeit.

Zukunftsfähigkeit

Hohe Flexibilität der kalten Verteilung

Das System der „kalten Verteilung“ bietet eine hohe Flexibilität. Ein gewichtiger Teil der Technik-Investitionen wird beim Wärmebezüger realisiert, d.h., die Wärmepumpen und die Spitzenlastkessel befinden sich in dezentralen Unterstationen. Dies erlaubt eine rasche Anpassung an neue Leistungsanforderungen, falls das Versorgungsgebiet erweitert werden kann. Ein markanter Rückgang der Bezugsmenge wird durch Gebäudesanierungen von den Initianten kaum in Betracht gezogen.

Bei gleichbleibendem Versorgungsgebiet ist langfristig mit Bezugsrückgang zu rechnen.

Allerdings ist ein Teil der anzuschliessenden Gebäude nicht in einem energetisch optimalen Zustand. Im Falle einer diesbezüglichen Sanierung würde die absetzbare Wärmemenge deutlich zurückgehen.

Erfolgsfaktoren

Hohe Motivation der Beteiligten

Als wichtigster Punkt für das Gelingen des Vorhabens wurde die hohe Motivation der Beteiligten infolge der Mitarbeit an einem innovativen und ökologisch sinnvollen Projekt genannt. Für den Fortgang des Projektes haben sich immer wieder der Erfinder des Wärmetauschers, die bewilligenden Instanzen und städtischen Aemter sowie die beteiligten zukünftigen Wärmebezüger eingesetzt.

Verkettung günstiger Umstände

Dazu kommt eine glückliche Verkettung von verschiedenen Umständen:

- Die durch die Stadtentwässerung durchgeführte Kanalsanierung war von Länge und Abmessungen her für den Einbau eines Wärmetauschers geeignet.
- Das Neubaugebiet über dem Bahneinschnitt Wipkingen sowie die weiteren zukünftigen Bezüger versprechen eine ausreichend grosse Wärmeabnahme.

- In den zum Anschluss vorgesehenen Häusern im Besitz der Baugenossenschaften wurde die Wärmeversorgung neu konzipiert. Die Verantwortlichen stehen einer innovativen Lösung aufgeschlossen gegenüber.

Schwierigkeiten

Die schwierige zeitliche Abstimmung zwischen der Kanalsanierung und vor allem dem Neubauprojekt hat zur Gefährdung des Vorhabens geführt. Durch den Entscheid seitens der Initianten, den Wärmetauscher auf jeden Fall in die Kanalisation einzubauen, konnte die Stadtentwässerung die Sanierung programmgemäss weiterführen.

*Schwierige zeitliche
Abstimmung*

Als weiteres Problem wurde das „Primat der Politik“ erwähnt, da das mit dem Umstieg auf die „kalte Verteilung“ um ca. 50 Wohnungen erweiterte Projekt vom Gemeinderat (städt. Legislative) gutgeheissen werden muss.

Primat der Politik

Wärmenutzung aus der ARA Muri

Anlagenbeschreibung

Erste Inbetriebnahme 1994

Im Jahre 1994 wurden die ersten beiden bivalenten Heizzentralen (1 und 2) in Betrieb genommen. Seither wurde die kalte Fernwärmeverteilung stetig ausgebaut. Die vorerst letzte vierte Etappe konnte 1996 mit der Inbetriebnahme der Zentrale Freihof abgeschlossen werden. Alle sechs Heizzentralen, die inzwischen installiert wurden, sind mit Wärmepumpen und Oelkesseln ausgerüstet.

Länge der kalten Leitungen Etappen 1-3: 2060 m

Länge der kalten Leitungen Etappe 4: 175 m

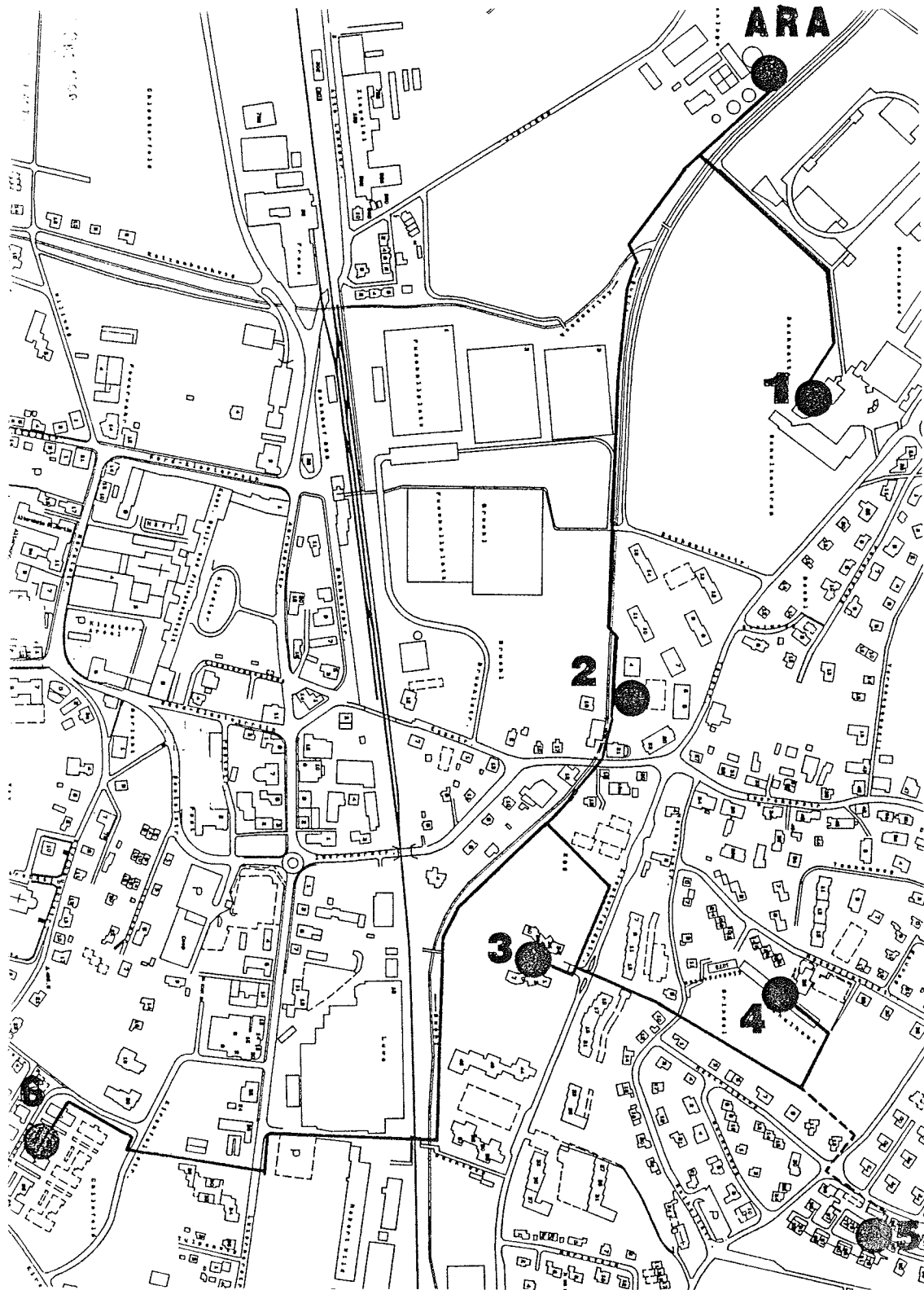
Die Länge der heissen Leitungen sind sehr von der Ueberbauungsdichte etc. der versorgten Areale abhängig. Für die Etappe 4, bei der vorwiegend EFH angeschlossen werden, betragen sie:

Länge der heissen Leitungen Etappe 4: 235 m

Ursprünglich war geplant, die kalten Leitungen entlang dem Vorfluter Bünz nur einfach zu führen und das genutzte Abwasser in den Fluss zurückzugeben. Aufgrund fischereiaufsichtlicher Einwendungen musste aber darauf verzichtet werden.

An den Heizzentralen sind die folgenden Wärmeverbraucher angeschlossen:

HZ 1: Schulzentrum	HZ 4: Neues Schluzentrum und EFH
HZ 2: Mehrfamilienhäuser	HZ 5: EFH (Fahrweid, Etappe 4)
HZ 3: Mehrfamilienhäuser	HZ 6: Mehrfamilienhäuser



Figur 25: Situationsplan der kalten Fernwärmeverteilung Muri.
M = ca. 1: 5000

Insgesamt sind die folgenden Leistungen installiert und angeschlossen:

		Etappen 1 .. 3	Etappe 4
Anzahl Zentralen:		5	1
Installierte Leistung Wärmepumpen	kW	970	83
Installierte Leistung Oelfeuerungen	kW	1'900	140
Anschlussleistung	kW	1'400	120

Tabelle 42: Installierte und angeschlossene Leistungen.

Das Projekt "Etappe 4", von dem im folgenden die Rede sein wird, ist folgendermassen charakterisiert:

Von dem nächstgelegenen Abzweigpunkt der kalten Leitung zwischen Zentrale 3 und 4 wird eine etwa 175 m lange Leitung in die Heizzentrale inmitten des EFH-Gebietes Fahrweid geführt. Dort wird mit einer 83 kW Wärmepumpe und einem 140 kW Oelkessel die Wärmeversorgung für etwa 20 in Zweier- und Vierergruppen zusammengebaute Einfamilienhäuser sichergestellt. Die Vor-/Rücklauftemperaturen liegen bei 50/40 °C. In der Zentrale befindet sich ein geeichter Wärmezähler, die Wärmeverrechnung an die einzelnen Parteien geschieht mittels einer Wärmeverteilrechnung.

Trägerschaft, Betreiber

*Energie Freiamt AG
(EFA)*

Das Netz wird durch die Energie Freiamt AG (EFA) betrieben. Die EFA ist auch Besitzerin. Sie ist in mehreren Gemeinden des Freiamts in den Bereichen Elektrizitätsversorgung, Wärmeversorgung und weiteren Dienstleistungen wie Planung und Ausführung von Stark- und Schwachstromanlagen etc. tätig. Im Auftrag der Gemeinde Muri betreibt sie die dortige Abwasserreinigungsanlage. Der Verwaltungsrat ist durch Vertreter der Gemeinde Muri und des Aargauischen Elektrizitätswerks (AEW) besetzt. Die rund 16 Mio. Fr. Ertrag im Geschäftsjahr 1996/97 stammten in erster Linie aus dem Energieverkauf (10 Mio.) und aus übrigen betrieblichen Leistungen (4 Mio.). Insgesamt beschäftigt die EFA 33 Mitarbeiter.

Die Planung und die Bauleitung bei der Erstellung des Netzes lag hauptsächlich in den Händen der EFA. Die hydraulische Berechnung wurde durch eine Planungsfirma vorgenommen. Bei Planung und Bau von Fernwärmenetzen kann die EFA von ihren Kompetenzen im Bereich der elektrischen Kabelverlegung profitieren. Betrieb und Unterhalt der Fernwärmeeinrichtungen wird ebenso wie die Abrechnung durch die EFA besorgt.

Planung und Bauleitung in EFA-Kompetenz

Anschlusspflicht

Bis jetzt ist es der EFA gelungen, ihre Kunden auf freiwilliger Basis zum Anschluss zu bewegen. Neu sind seit 1995 Fernwärmegebiete ausgeschieden worden. Dort besteht kein faktischer Anschlusszwang, es müssen aber 30 % der genutzten Endenergie CO₂-neutrale "Umwelt"-Energie sein.

Zwang zur Nutzung von Umweltenergie

Finanzierung

Für die Erstellung des Anschlusses an das vorhandene kalte Verteilnetz, die Zentralenausrüstung und den eigentlichen Nahwärmeverbund sind folgende Investitionen:

	Fr.
Zuleitung kalt	69'000
Nahwärmeverbund (heisse Seite)	125'000
Techn. Installation Zentrale	174'000
Total	368'000

Tabelle 43: Gesamtkosten für vierte Etappe

Diese Mittel wurden wie folgt aufgebracht:

	Fr.
Eigenmittel EFA (40 %)	51'000
Eigenmittel EFA, Kredite (60 %)	76'400
Anschlussbeiträge 18 x 10'000 Fr.	180'000
Subvention Bundesamt für Energie	30'600
Subvention Kanton	30'000
Total Finanzierung	368'000

Tabelle 44: Finanzierung der vierten Etappe.

Betriebserfahrungen

1995 konnte die 4. Etappe mit der Zentrale Fahrweid in Betrieb genommen werden. Die Verbrauchsabrechnung für das Jahr zwischen 1. 10. 97 und 30. 9. 98 weist die folgenden Verbräuche aus:

*Wärmeproduktion
+- Verkauf*

Insgesamt wurde 219 MWh Wärme produziert. Der aus Heizöl produzierte Anteil beläuft sich auf 21 % und der Anteil aus der Wärmepumpe auf 79 %. Es wurden 33 MWh Elektrizität zum Betrieb der Wärmepumpe bezogen. Aufgrund der tiefen Vorlauftemperaturen konnte eine Jahresarbeitszahl von 5,3 gefahren werden. Der durchschnittliche Produktionspreis betrug 26.40 Fr./MWh.¹⁸ Die verkaufte Wärmemenge betrug 200 MWh zu einem durchschnittlichen Preis von 94.80 Fr./MWh.

*Hydr. Probleme bei
Inbetriebnahme*

Bei Inbetriebnahme der Zentrale Fahrweid entstanden infolge Zu- und Wegschaltens der Wärmepumpe hydraulische Probleme im kalten Netz, die aber durch einen Feinabgleich weitgehend behoben werden konnten.

Frühere Probleme

Schon früher wurde wegen Verschlammungsproblemen eine zusätzliche Reinigungsstufe in die ARA integriert und ein Plattentauscher eingebaut, sodass die kalte Verteilung in Muri über einen geschlossenen Kreislauf verfügt.

¹⁸ Es handelt sich um reine Grenzkosten der 4. Etappe.

Verrechnung, Tarife

Die einmaligen Anschlussbeiträge werden von Zentrale zu Zentrale den tatsächlichen Kosten und Finanzierungsmodalitäten entsprechend festgelegt. Die Grundidee dabei ist, dass die Beiträge zu den Investitionen für eine Ölheizung konkurrenzfähig sein sollen. Im Falle der 4. Etappe betrugen sie 10'000 Fr.

Anschlussbeiträge

Die weiteren Tarifelemente wie Grund- und Arbeitspreis sind im Tarifblatt vom 1. Okt. 1996 festgelegt:

Grundpreis in Fr. = $100 + 20 \times P^*$

P^* ist die max. Anschlussleistung gemäss Anschlussvertrag.

G wird periodisch dem Index der Konsumentenpreise angepasst.

Indizierter Grundpreis

Verbrauchsabhängiger Wärmepreis = 65 Fr. /MWh x Energie-Index

Indizierter Wärmepreis

Der Energie-Index wird aus den Energiepreisen von Heizöl und Elektrizität gebildet. Am 1. Okt. 1996 hatte er den Stand von 105.8 Punkten, womit Bz = 68.80 Fr./MWh wurde.

Substituierte Energie und Arbeitsplätze

Durch die durch die Wärmepumpe in der Zentrale Fahrweid gelieferte Energie konnten 15 t Heizöl substituiert werden. Der Substitutionseffekt auf dem ganzen Versorgungsgebiet der kalten Verteilung Muri beträgt für das Jahr 97/98 145 Tonnen. Der Arbeitsaufwand für Betrieb und Unterhalt beträgt etwa 0,5 Jahresarbeitsplätze.

Substitutionseffekt

Förderung

In früheren Jahren flossen für die Etappen 1 bis 3 412'000 Fr. an Bundes- und 270'000 Fr. an Kantonssubventionen in das Projekt der kalten Verteilung. Das ermöglichte zusammen mit einem à fonds perdu-Infrastrukturbeitrag der Gemeinde eine Abschreibung der kalten Verteilung auf Fr. 1. Auch bei den späteren Zubauten wurden die Aufwendungen für die kalte Verteilung per Ende Jahr abgeschrieben. Für die 4. Etappe wurden gemäss Bauabrechnung etwa 69'000 Fr. in die kalte Zuleitung investiert, dieser Betrag ist mit dem Bundes- und Kantonsbeitrag von zusammen 61'000 Fr. gerade etwa gedeckt.

Etappen 1 bis 3

Damit sind für die Wirtschaftlichkeitsrechnung lediglich der heisse Teil und die Zentralenausrüstungen massgebend. Weitere Förderungen wurde der Fernwärmeversorgung Muri nicht zuteil. Auch die Strompreise entsprechen den Tarifen.

Zukunftsfähigkeit

40 % der Anschlussleistung in Neubaugebiet

Etwa 40 % der Anschlussleistung befinden sich in Neubaugebiet, d.h. in den nächsten Jahren dürften hier keine energetischen Sanierungen notwendig werden. Der Wärmeabsatz ist gesichert oder er kann z.T. durch Neuanschlüsse, wie im Versorgungsgebiet der 4. Etappe, noch gesteigert werden.

Die restlichen 60 % der Anschlussleistung gehören hingegen zu Versorgungsgebieten, die mit Mehrfamilienhäusern oder einem älteren Schulzentrum bebaut sind. Hier können sich im Falle von Sanierungen Nachfrageeinbrüche ergeben.

Erfolgsfaktoren

Günstige Bauentwicklung

Synergien mit EW

Die Etappierung des Projektes konnte mit der Bauerschliessung und Überbauungstätigkeit koordiniert werden. Ein wichtiger weiterer Grund war die mit dem Elektrizitätswerk gemeinsame know-how-Nutzung in Fragen der Planung und Bauleitung.

Schwierigkeiten

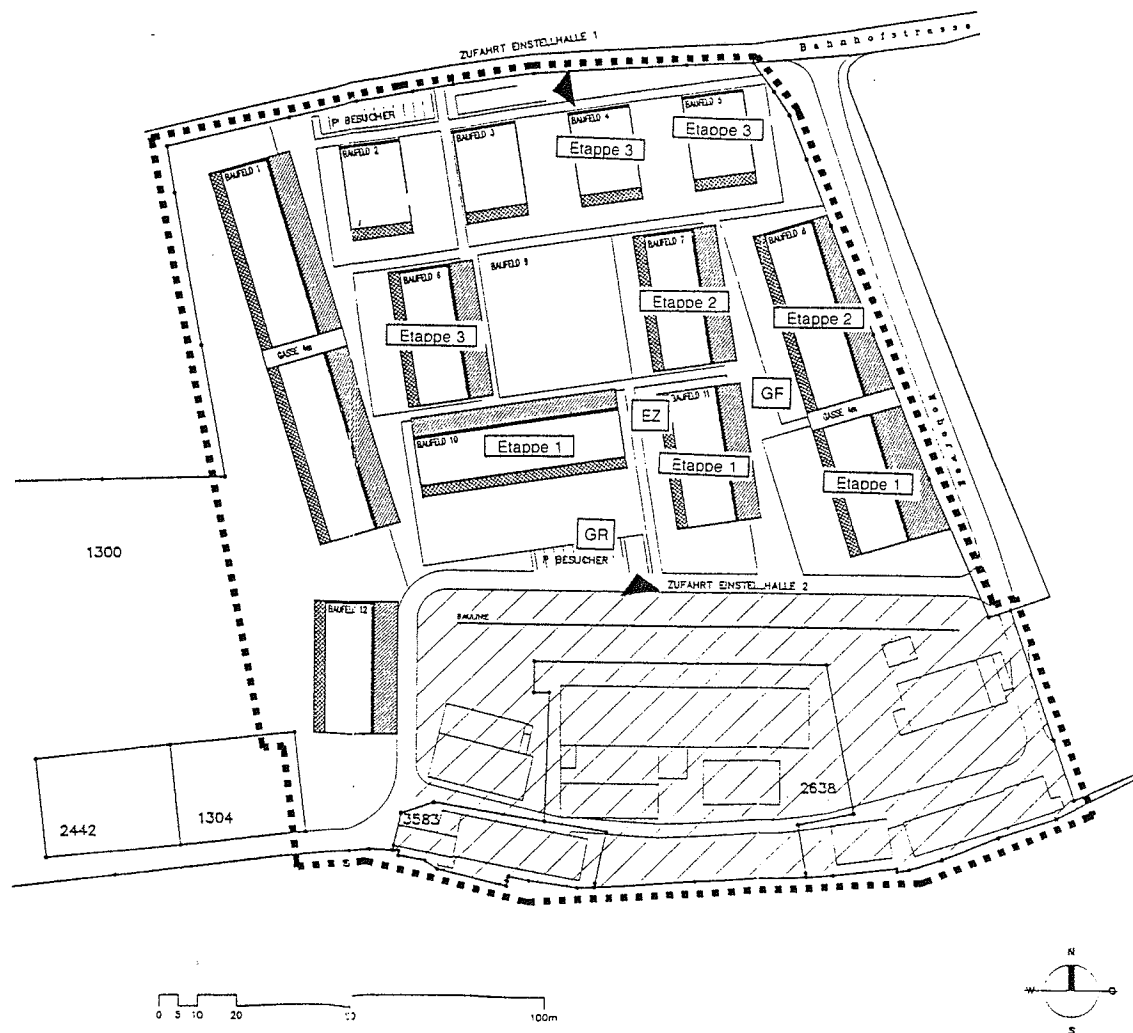
Etappierte Auszahlung der Bundessubvention

Als ungünstig wurde die Etappierung bei der Auszahlung der BFE-Gelder eingestuft, da Kredite zur Überbrückung die Rechnung belasteten.

Wärmeversorgung Stuckmatte, Steffisburg

Anlagenbeschreibung

Das zur Ueberbauung anstehende Gelände hat eine Fläche von rund 2.5 ha und wird in Etappen überbaut. Die Etappen 1 bis 3 konnten bereits realisiert werden.



EZ: Energiezentrale, GF: Grundwasserfassung, GR: Grundwasserrückgabe.

Figur 22: Situationsplan Stuckmatte. M = 1 : 2000

Leitungsverlegung nach Möglichkeit im Gebäude

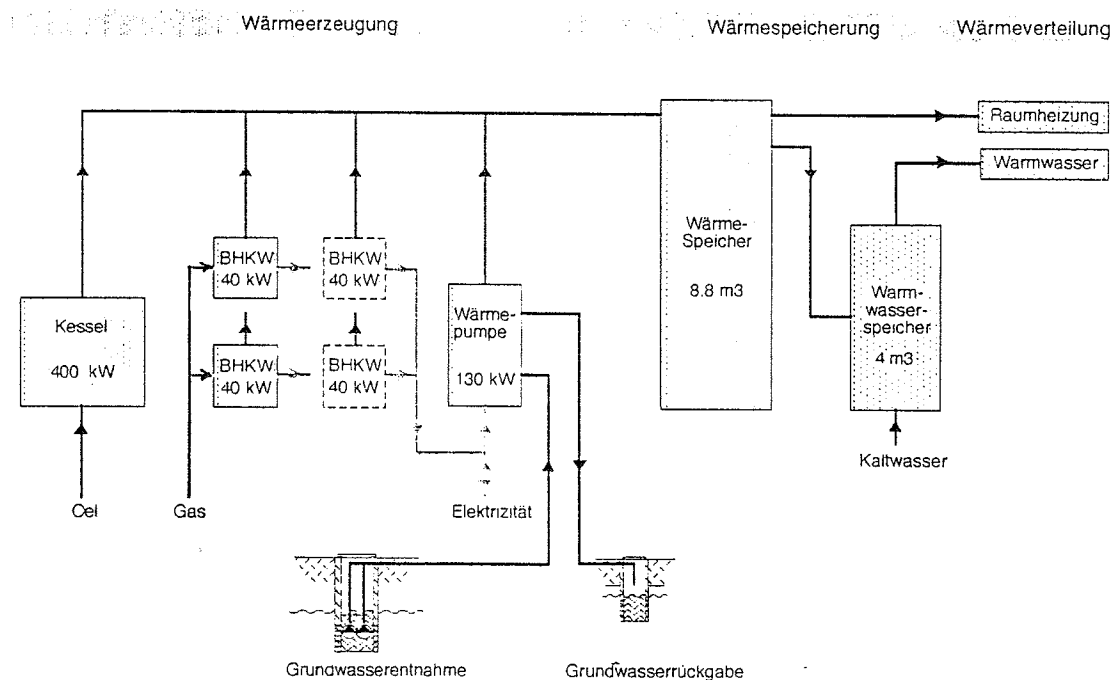
Die für den Anschluss der Etappe 1 bis 3 verlegten Leitungen von der Energiezentrale bis zu den Unterstationen verlaufen grösstenteils innerhalb der Gebäude.

"Fernleitungen" im Erdreich:	170 m
"Fernleitungen" in Gebäuden:	550 m
Anschlussleitungen Wohnungen:	1900 m

Energiezentrale

Die Energiezentrale ist mit einem oelbefeuerten Spitzenlastkessel von $400 \text{ kW}_{\text{th}}$ ausgerüstet. Die Bandwärmeenergie wird durch eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von $130 \text{ kW}_{\text{th}}$ und 2 BHKW-Einheiten à $40 \text{ kW}_{\text{th}}$ ($15 \text{ kW}_{\text{el}}$) geliefert. Die BHKW werden mit Erdgas betrieben. Sie verfügen über 3-Weg Katalysatoren und bringen dank spezieller externer Kondensationswärmetauscher eine zusätzliche thermische Leistung von 2 bis 6 kW_{th} .

Wohnüberbauung Stuckimatte Steffisburg Prinzipschema Wärmeversorgung



ROSCHI PARTNER
Februar 96

Figur 23: Zentralenaustrüstung Stuckimatte

In einer künftigen Etappe ist geplant, auch die vier noch freien Bau-
felder zu nutzen. In diesem Fall wird die Zentrale durch zwei weitere
BHKW ergänzt.

*Erweiterung der
BHKW-Gruppe*

Die Häuser entsprechen einem guten energetischen Standard. Sie
verfügen gemäss Messungen über eine Energiekennzahl für Heizung
und Warmwasser, bezogen auf eine Oel- /Gasfeuerung von
330 MJ/m² a.

*Gute Energiekenn-
zahl*

Die Etappierung und die Fortschritte in der Ausrüstung der Energie-
zentrale gehen aus der folgenden Tabelle hervor.

Inbetrieb- nahme	Bezug	Kompo- nente	Bezug	Anzahl Wohnungen kumuliert		EBF ku- muliert m2
				vermietet	gebaut	
Sep 94		Oelkessel				
	Okt 94		Etappe 1	33	34	4'389
Apr 95		Wärme- pumpe				
Jan 96		Beide BHKW				
	Mai 96		Etappe 2	53	55	7'091
	Mai 98		Etappe 3	83	93	11'373

Tabelle 45: Etappierung und Ausrüstung der Energiezentrale

Trägerschaft, Betreiber

Zur Zeit wird die Anlage durch den Haus- bzw. Siedlungswart bedient
und kontrolliert. Die Heizkostenverwaltung obliegt dem Architekten
und der technische Unterhalt ist durch Service Abonnemente sicher-
gestellt.

Die Gründung einer Betriebsgesellschaft wird erwogen. Eine Alterna-
tive dazu könnte ein Contracting-Vertrag mit dem EW Steffisburg
sein.

Anschlusspflicht

Gaszwang

Im Gemeindegebiet, in dem die Stuckimatte liegt, ist der Anschluss an das Gasnetz zwingend. Da es sich um einen privaten Wärmeverbund handelt, steht die Frage eines Anschlusszwangs an das Fernwärmenetz nicht zur Diskussion.

Finanzierung

Unter Benutzung der Kostenabrechnung ergibt sich für die Aufteilung in die einzelnen Kostengruppen der Wärmeversorgung das folgende Bild:

Gesamtinvestition	3,2 Mio. Fr.	100 %
Wärmeerzeugung		24 %
Wärme- und Warmwasserverteilung Zentrale bis Unterstationen		16 %
Wärme- und Warmwasserverteilung bis zu den Wohnungen:		16 %
Diverse Kosten (Baukosten Energiezentrale, Sanitär Energiezentrale, Elektriker etc.)		22 %
Grundwassernutzung:		
Fassung, Rückgabe, Konzession:		4 %
Honorare:		18 %

Vorleistungen

In der Investition von 3,2 Mio. Fr. sind einige Vorleistungen für den Endausbau enthalten. Die Kosten für den Leitungsbau sind für Fernwärme- und Hausleitungen nicht getrennt ausgewiesen. Die 50 % zu 50 % Aufteilung dürfte der Realität entsprechen. BFE und Kanton sprachen Subventionen von 880'000 Fr.

Betriebserfahrungen

Aus der Chronologie wird klar, dass in der Ueberbauung Stuckimatte noch keine "normale" Heizsaison absolviert wurde. Trotzdem wurden ansprechende Nutzungszahlen gemessen.

Im Zeitraum zwischen dem 1. Okt. 1996 und dem 30. Sept. 1997 wurde eine JAZ von 3,3 erreicht. Der Nutzungsgrad für den Oelkessel betrug 0,88, jener für die BHKW-Gruppe 0,94 und der Nutzungsgrad der Gesamtwärmeerzeugung kam bei 1,32 zu liegen. 43 % der gelieferten Energie stammten aus der Wärmepumpe, 34 % aus den BHKW und 23 % aus dem Oelkessel. Die BHKW waren während des Jahres für 1800 Stunden in Betrieb.

*JAZ, weitere Nutzungs-
zahlen*

Für die Jahresperiode vom 1. Januar bis 31. Dezember 1997 liegen detaillierte Verbrauchs- und Endenergiebezugsaufzeichnungen vor.

Energieflüsse

	MWh
Wärmeproduktion	
Oelkessel	169
BHKW	214
Wärmepumpe	201
Wärmeabgabe ab Zentrale	584
Elektr. Heizbänder	47
Wärmeproduktion total	1215
Strombilanz:	
Erzeugung BHKW	62
Verbrauch WP	-62
Elektr. Heizbänder	-47
Hilfsaggregate	-18
Endenergiebezüge	
Heizöl	189
Gas Ho	323
Elektrizität	65
Weitere Elektrizitätsbezüge	64

Tabelle 46: Energieumsätze im Jahre 1997

	Fr.
Oeleinkauf	5'069
Strom ohne "weitere Bezüge"	9'343
Gas	17'325
Energiekosten für Raumwärme und Warmwasser	31'736
Unterhalt, Service, Wartung, Verwaltung	13'571
Kosten Energie und Unterhalt	45'308

Tabelle 47: Energiekosten und Unterhalt und Service

<i>Wärmepreis</i>	Auf dieser Basis errechnet sich ein Wärmepreis von 37.30 Fr./MWh.
<i>Kapitalkosten</i>	Allerdings sind die Kapitalkosten noch nicht berücksichtigt. Wenn man das durch die Bauherrschaft in die Heizanlage investierte Kapital bei einem Realzins von 2.5 % über 20 Jahre abschreibt, so ergeben sich Annuitäten von rund 150 000 Fr./a. Dies umgelegt auf eine MWh führt zu 122 Fr./MWh. Etwa 15 % davon sind dem reinen Nahwärmenetz (Zentrale - Unterstationen) zuzuschreiben.
<i>Anteil Netz</i>	

Substituierte Energie und Arbeitsplätze

<i>Substitutionseffekt</i>	Durch den Betrieb der Wärmepumpe wurden 1997 140 MWh Umweltenergie genutzt. Dies entspricht einem Heizöläquivalent von 12 Tonnen.
<i>Beschäftigungswirksamkeit</i>	Die jährlichen Unterhalts-, Service- und Wartungskosten belaufen sich auf 13 500 Fr. Die Hälfte davon geht an den Hersteller des BHKW, der Rest bleibt in der näheren Umgebung Steffisburgs.

Der Zusatzaufwand für Planung und Bau des Nahwärmenetzes wird mit etwa 450 000 Fr. veranschlagt. Diese Summe kam der lokalen Bauwirtschaft zugute.

Förderung:

Das Projekt wurde vom Bund mit 580'000 Fr. und vom Kanton Bern mit 300'000 Fr. gefördert. Weitere Fördermittel oder Subventionen wurden nicht ausgerichtet.

Zukunftsfähigkeit:

Diese ist gewährleistet, da der gute energetische Zustand der Bauten (EKZ w Oel = 330 MJ/m² a) eine Sanierung auf viele Jahre hinaus überflüssig macht. Durch die Realisierung der Etappe 4 wird sich der Anschlussgrad erhöhen.

*Keine Sanierungen
absehbar*

Erfolgsfaktoren:

Der Anschlusszwang an die Gasverteilung führte dazu, dass verschiedene Wärmekonzepte sorgfältig untersucht wurden. Da die Bauherrschaft schon seit Generationen im Besitz des Areals war, spielte der Grundstückspreis bei der Bauentscheidung eine eher untergeordnete Rolle, so dass mit einem insgesamt hohen Ausbaustandard operiert werden konnte. Daher hatte die teure BHKW-Lösung eine Chance, umso mehr, als durch die Förderbeiträge die Investitionen zu Lasten der Bauherrschaft gesenkt werden konnten.

*Anschlusszwang an
Gasversorgung*

Schwierigkeiten:

Hemmnisse bei der Verbreitung solcher Anlagen sind die derzeit tiefen Energiepreise, die technisch anspruchsvolle Lösungen im Kostenvergleich benachteiligen.

Energiepreise

Wärmeauskopplung aus der ARA Thun und Versorgung eines Sportzentrums

Anlagenbeschreibung

ARA Thun

In der ARA der Region Thun werden die Abwässer eines geographisch sehr ausgedehnten Gebietes, das rund 34 Gemeinden umfasst, gereinigt. Sie befindet sich etwa 5 km unterhalb der Stadt Thun.

Ueberschussenergie aus Faulgasverwertung

Durch eine Verfahrensänderung in der Schlammbehandlung konnte auf den Hygienisierungsschritt verzichtet werden, sodass grössere Energiemengen nicht mehr benötigt wurden. Die Schlammhygienisierung wurde mit Abwärme aus einem BHKW durchgeführt, welches zur Nutzung des Energieinhaltes des Faulgases installiert wurde und primär Elektrizität für den Eigenbedarf produziert.

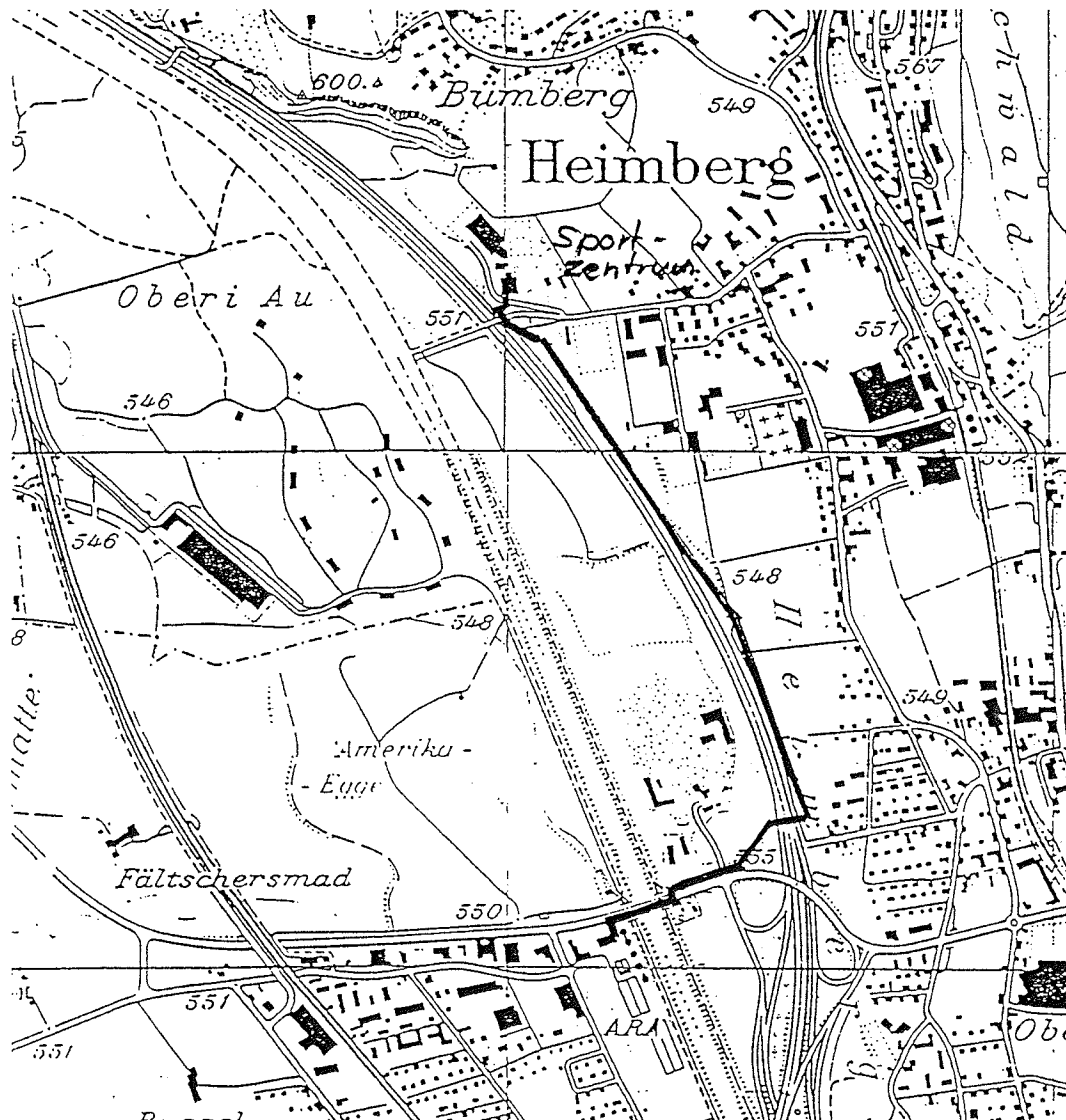
Zur Verwendung der nunmehr überschüssigen BHKW-Abwärme wurden verschiedene Möglichkeiten geprüft. Die einfachste wäre eine „Vernichtung“ im Sandfang (Einlaufbereich der ARA) gewesen, eine anspruchsvollere die Nutzung der mit etwa 85 °C hochwertigen Wärme zur Beheizung von Wohn- und Dienstleistungsgebäuden.

Beheizung eines Sportzentrums

Nach der Evaluation verschiedener Varianten fiel die Entscheidung, das etwa 1,5 km entfernt gelegene Sportzentrum in Heimberg von der ARA aus mit Wärme zu versorgen, wobei spätere Wärmelieferungen an eine nahe der Verbindungsleitung geplante Ueberbauung durchaus in Betracht kommen können, da die durch den Verzicht auf die Schlammhygienisierung gewonnenen Leistungsreserven dazu ausreichen.

Ganzjahresabnehmer

Das Sportzentrum mit integriertem Hallenbad bot sich unter anderem deshalb besonders als Wärmeabnehmer an, weil es nicht nur im Winter, sondern auch im Sommer Warmwasser in erheblichem Umfang bereitstellen muss.



Figur 24: Situationsplan der Fernwärmeversorgung des Sportzentrums Heimberg

Die rund 1680 m lange Leitung (Temperaturen 70/50 °C) verläuft grösstenteils unmittelbar neben der Autobahn, was zusammen mit einer effizienten Bauweise zu sehr günstigen Verlegungspreisen führte. Die Regelung der angebotenen Leistung erfolgt über die Steuerung des Volumenstromes. Damit entfallen die bei einer Temperaturregelung nicht zu vermeidenden thermisch bedingten Längenänderungen und Spannungen in der verlegten Leitung. Diese Vor-

Günstiger Leitungsbau

gänge werden vielfach für erhöhte Schadensanfälligkeit verantwortlich gemacht.

Trägerschaft, Betreiber

Besitzverhältnisse

Inhaber der Fernwärmeleitung sowie der Wärmetauscher in der ARA und im Sportzentrum ist der Gemeindeverband „ARA Region Thun“. Die Leitung wird von der ARA aus betrieben und ist wie eine „gewöhnliche“ Systemkomponente in das elektronische Leitsystem der Kläranlage integriert.

Anschlusspflicht:

Anschluss freiwillig

Weder für das Sportzentrum noch für die geplante Ueberbauung ist eine Anschlusspflicht festgelegt. Das Anschliessen an die Fernwärme beruht auf Freiwilligkeit.

Finanzierung:

Hauptproblem Finanzierung

Die Sicherstellung der Finanzierung war das Hauptproblem bei der Durchführung des Vorhabens. Da viele Gemeinden im Gemeindeverband zusammengeschlossen sind, die von der Nutzerseite her keinen direkten Vorteil aus der Fernwärmeleitung ziehen, musste ein Finanzierungsmodus gefunden werden, der zwischen allen Anliegen einen guten Kompromiss bildet. Der folgende Vorschlag wurde von der Delegiertenversammlung des Gemeindeverbandes gutgeheissen:

ARA: Infrastrukturbeitrag bis Grenze ARA	250'000.-
Burgergemeinde: Zinsfreies Darlehen	500'000.-
Sportzentrum: Eigenmittel aus Reserve	250'000.-

Die Geldgeber konnten dabei auf die folgenden Subventionen rechnen:

Bundesamt für Energie:	282'000.-
Kanton:	160'000.-

Kantonsbeitrag

Der Kantonsbeitrag wurde nicht an einen allfälligen Bundesbeitrag gebunden.

Betriebserfahrungen:

Die Wärmelieferungen haben am 18. Dez. 1997, einen Monat früher als ursprünglich geplant, eingesetzt. Die bis zum 24. Sept. 1998 vorliegende Lieferstatistik weist aus, dass in dieser Zeit insgesamt 976 MWh Wärme geliefert wurden; 450 MWh (46 %) wurden mit dem ölbefeuerten Hilfskessel produziert und die restlichen 526 MWh (54 %) waren Abwärme. Der relativ hohe Oelanteil ist auf Umbauarbeiten in der ARA anfangs des Jahres zurückzuführen. Während den Sommermonaten konnte das Sportzentrum dann ausschliesslich mit Abwärme beliefert werden. Auf das ganze Jahr hochgerechnet beläuft sich der aktuelle Wärmekonsum des Sportzentrums auf 1'260 MWh/a. Im Vergleich zu den Planungsdaten von 1997 bedeutet dies einen Mehrbedarf von 180 MWh (+17 %).

Wärmeabsatz höher als erwartet

Verrechnung, Tarife:

Der dem Sportzentrum verrechnete Wärmepreis setzt sich aus zwei Komponenten zusammen:

Grundpreis:

Beteiligung an den Kapitalkosten durch das Sportzentrum, welche für den ARA-Kredit auflaufen, Betriebskosten etc.

ca. 5000 Fr./a

Grundpreis

Arbeitspreis:

Fossile Wärme:	Oeleinkauf	plus 10 %
Abwärme:	40.—Fr./MWh	minus 90 %

Arbeitspreis

Der Zuschlag für den Oeleinkauf soll die Umtriebe seitens der ARA-Verwaltung für das Management der Wärmelieferungen an das Sportzentrum abgelten. Der Rabatt von 90 % wird nur für die nächsten 15 Jahre gewährt, danach soll er neu ausgehandelt werden. Für die Periode vom 18.12.97 bis 21.9.98 ergibt sich ein verrechneter Arbeitspreis von 16,90 Fr./MWh.

Verrechneter Wärmearbeitspreis 1998:

Im Liefervertrag hat sich die ARA ausbedungen, dass der Vertrag im Falle einer Grossreparatur der Leitung neu ausgehandelt werden muss.

Vertragsrevision bei Grossreparatur

Förderung:

Unterstützungsbeiträge von Bund und Kanton und Bürgergemeinde

Wie bereits erwähnt, sind vom BFE (282'000 Fr.) und vom Kanton Bern (160'000 Fr.) an Fördermitteln geleistet worden. Diese Investitionsbeiträge trugen dazu bei, die jährlichen Finanzierungskosten soweit zu vermindern, dass das Projekt einer Realisierung zugeführt werden konnte. Nach Aussage des Gesuchstellers war der Beitrag des BFE sogar sehr grosszügig bemessen. Die Gewährung zinsgünstiger Kredite durch die Bürgergemeinde und den Gemeindeverband stellen eine zusätzliche implizite finanzielle Förderung des Vorhabens dar.

Substituierte Energie und Arbeitsplätze:

Die Abwärmegewinnung aus dem Rohabwasser führt zu einer Substitution von rund 270 t Heizöl. Bei den Initianten wird davon ausgegangen, dass der Unterhalt und die Administration des Wärmeverbundes ohne zusätzliche Arbeitskräfte geleistet werden können.

Zukunftsfähigkeit:

Weitere Anschlussmöglichkeiten bei Interesse vorhanden

Noch sind die Kapazitäten der Wärmebereitstellung nicht ausgeschöpft. Falls von der Bauherrschaft für die geplante Grossüberbauung Interesse an einem Fernwärmeanschluss besteht, kann die ARA bei entsprechend interessanter Tarifgestaltung durchaus Wärme liefern. Die in einigen Jahren mögliche Netzerweiterung stellt auch eine (unsichere) Absicherung gegenüber Bezugsminderungen des Sportzentrums dar. Da das Sportzentrum aber bereits energetisch saniert ist, wird ein Verbrauchsrückgang als sehr unwahrscheinlich eingeschätzt.

Erfolgsfaktoren:

Effizientes Baumanagement

Ein wichtiger Erfolgsfaktor für das Gelingen des Projektes war ein effizientes Baumanagement. So wurden Rodungs- und weitere Bewilligungen für das Leitungstrasseee bereits vor der definitiven Projektarbeit eingeholt. Die Leitung liess sich dann auch in der sehr kurzen Zeit von nur fünf Wochen bauen. Massgeblich zu diesem guten

Resultat beigetragen hat auch das Vorhandensein eines breiten Know-how- und Beziehungsfeldes, das sich während den Erweiterungsarbeiten an der ARA gebildet hat. Die speditive Abwicklung des Baus hat neben der verkürzten Bauzeit auch zu einer Kostenreduktion von nahezu 100'000 Fr. geführt.

Die Bereitschaft von Bund und Kanton mit Subventionen die Nutzung von Abwärme zu fördern, hat massgeblich zur Motivierung der verschiedenen Akteure beigetragen. Neben der direkten markanten Verbesserung der finanziellen Situation, hatte das Eintreten von Bund und Kanton auch eine motivierende Wirkung.

*Wichtiger Motivations-
schub durch
Beiträge von Bund
und Kanton*

Schwierigkeiten:

Im Rückblick stellte sich die Frage der Finanzierung als grösste Schwierigkeit auf dem Weg zur Projektrealisierung dar. Für die Initianten war es eine herbe Enttäuschung, als das BFE ursprünglich nicht auf das Gesuch eintreten wollte, da aufgrund eines Missverständnisses das Projekt nicht dem Katalog der förderungswürdigen Anlagen zugerechnet wurde. Die Missverständnisse konnten geklärt werden.

*Finanzierungspro-
bleme*

Wärmeverbund Salwiese, Arbon

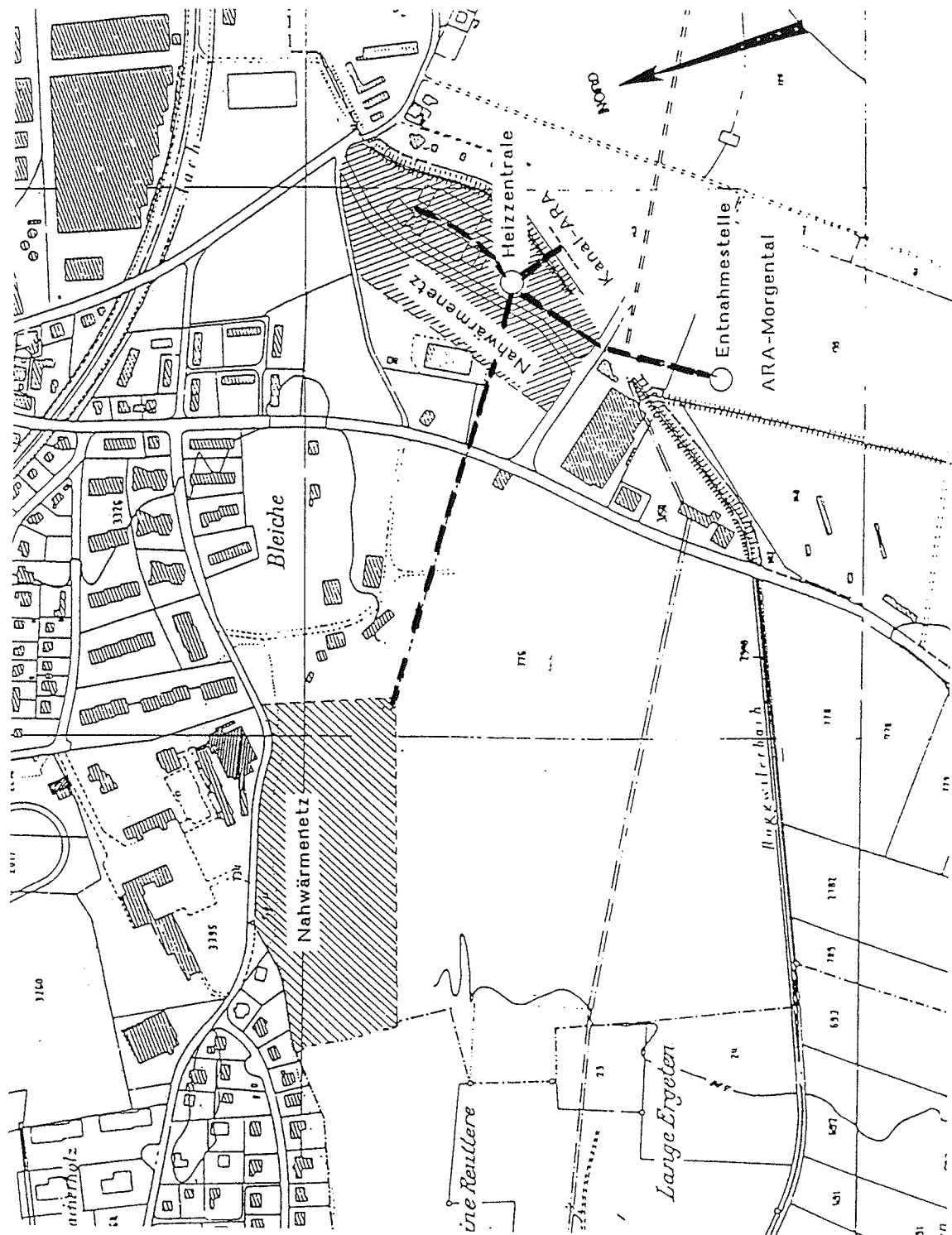
Anlagenbeschreibung:

Energierichtplan, Quartierplan

Die Gemeinde Arbon verfügt über einen Energierichtplan, der die Realisierung von kollektiven Wärmeversorgungen explizit vorsieht. Darauf basierend wurde eine Aktiengesellschaft gegründet, an der die Stadt 2/3 und die Planungsfirma Durena 1/3 des Kapitals halten. Im Quartierplanverfahren wurden zwei Gebiete zur Versorgung mit Nahwärme ausgeschieden. Das eine Gebiet befindet sich an der Rebenstrasse und die Erschliessung basiert auf einer bivalenten Anlage mit Luft/Wasser-Wärmepumpe und einem ölbefeuerten Spitzenlastkessel.

Nahwärmeversor- gung Salwiese

Die andere Anlage, von der im weiteren ausführlich die Rede sein wird, dient zur Versorgung eines Gebietes im Bereich des Werkhofs Salwiese. Die Versorgung wurde folgendermassen konzipiert: Am Ausgang der Kläranlage Morgental wurde eine Entnahmestelle eingerichtet. Durch eine rund 100 m lange Kunststoffleitung fliesst geklärtes Abwasser einer zentralen Wärmepumpengruppe zu und nach der Abkühlung in den nahen Ableitungskanal der Kläranlage. Die Heizzentrale ist im Werkhof des Bauamtes untergebracht.



Figur 25: Situationsplan der Nahwärmeversorgung Salwiese

Erste Etappe: Versorgung Werkhof

In einer ersten Etappe wurde eine Wärmepumpe mit einer thermischen Leistung von 80 kW und ein ölbetriebener Spitzenlastkessel mit 160 kW sowie Speichertanks zur Versorgung des WERkhofes installiert. Es sind Fundamente für weitere vier Wärmepumpen von je 80 kW vorhanden. Je nach künftigem Leistungsbedarf kann somit die Leistung der Wärmepumpe problemlos angepasst werden.

Zweite Etappe: Versorgung des Neubaugebietes und Erweiterung der Heizzentrale

Zurzeit wird lediglich der Werkhof mit Energie aus der Zentrale versorgt. Es sind aber bereits Ausschreibungen für die Erstellung von 70 bis 80 Einfamilienhäusern oder als Variante dazu, einer Ueberbauung mit etwa 100 Wohneinheiten im Gange. Noch ist unklar, wie das Salwiesengebiet schlussendlich überbaut werden wird. Sicher ist aber, dass die Wärme aus der Heizzentrale mittels einer 400 m langen Anschlussleitung in die Ueberbauung geliefert wird. Für den Bau der Leitung erwartet die Nahwärme AG einen Durchschnittspreis von 500 Fr./m. Nach dem Endausbau wird mit einer gesamten zusätzlichen Anschlussleistung von 800 kW gerechnet. Es ist beabsichtigt, die Zentrale mit vier weiteren Wärmepumpen à 80 kW_{th} und allfällig notwendigen Spitzenlastkesseln zu ergänzen. Neben der Raumreserve für die Erweiterung der Heizzentrale und der etwas grosszügig dimensionierten Zuleitung von der ARA mussten bis jetzt noch keine Vorinvestitionen für die erwartete Belieferung der Ueberbauung getätigt werden.

Trägerschaft, Betreiber:

Nahwärme Arbon AG

Die Wärmeversorgungsnetze in Arbon werden alle von der „Nahwärme Arbon AG“ gebaut und betrieben. Diese Aktiengesellschaft wurde im Juni 1995 gegründet und verfügt über ein Kapital von 150'000 Fr. Davon befinden sich 98 Aktien à 1000 Fr. in den Händen der Ortsgemeinde Arbon, 51 Aktien gehören der Planungsfirma Durena AG, Lenzburg und 1 Aktie ist im Besitz eines Verwaltungsrats.

Synergien mit den Stadtwerken

Beim Betrieb der bis jetzt erbauten Netze bzw. Netzteile kann weitgehend von betrieblichen und personellen Synergien mit den Stadtwerken Arbon profitiert werden. Jedenfalls beschäftigt die Nahwärme AG keine Angestellten, die Kontrolle, Wartung etc. der Anlagen vornehmen würden. Diese Tätigkeiten werden bis jetzt vorwiegend ehrenamtlich ausgeführt. Für die Benutzung der städtischen Infrastrukturen in Bezug auf Administration etc. hat die Nahwärme AG bis jetzt den Stadtwerken jährlich 10'000 Fr. vergütet.

Ein Problem könnte sich für die AG bei zukünftigen Finanzierungen eröffnen. Weil aber die Stadt Arbon als Kreditgeber auftreten kann, sind bis jetzt keine Schwierigkeiten wegen zu hoher Kreditzinsen entstanden.

Kreditwürdigkeit

Anschlusspflicht:

Wie bereits erwähnt, wurden in Arbon zwei Gebiete im Quartierplanverfahren als Fernwärmegebiete ausgeschieden. Das bedeutet, dass für die Bauherrschaften Anschlusszwang besteht, solange der durch die Nahwärme AG offerierte Wärmepreis das 1,2-fache einer konventionellen Heizöl-Feuerung nicht übersteigt. Dabei werden alle Kosten einer konventionellen Feuerung (Raumkosten, Betrieb, Unterhalt, Zinsen, Abschreibungen) berücksichtigt.

Anschlusspflicht in den Fernwärmegebieten

Die Stadtwerke und damit die Nahwärme AG sind durch einen Leistungsauftrag der Stadtregierung verpflichtet, in den ausgeschiedenen Gebieten Wärmeverteilnetze aufzubauen und zu betreiben.

Leistungsauftrag

Finanzierung:

Für die Erschliessung des Bauamtswerkhofs und der Salwiesenüberbauung wurde der folgende Finanzierungsmodus vorgesehen:

Aufwand

Etappe 1:	
Leitung Zuführung Klärwasser und Rückgabe in Abwasserkanal 100 m:	37'000 Fr.
Gebäude:	319'000 Fr.
Technische Ausrüstung	197'000 Fr.
Planungskosten:	<u>90'000 Fr.</u>
	643'000 Fr.
Etappen 2 und 3:	
Technische Ausrüstung	225'000 Fr.
Leitung zur Ueberbauung Salwiese (400 m):	650'000 Fr.
Uebergabestationen:	130'000 Fr.
Planungskosten:	<u>130'000 Fr.</u>
	1'135'000 Fr.

Finanzierung:

Anschlussbeiträge (Etappe 1)	415'000 Fr.
Anschlussbeiträge (Etappe 2 + 3)	<u>1'177'000 Fr.</u>
Total:	1'592'000 Fr.

Förderung:

Bundesamt für Energiewirtschaft:	182'600 Fr.
----------------------------------	-------------

Betriebserfahrungen:

*Betrieb erfolgreich
angelaufen*

Seit dem Oktober 1997 ist die Wärmepumpe in Betrieb, der Spitzenlastkessel und die Speichertanks standen schon seit Sommer 1996 zur Verfügung. Bis in den Dezember hinein war die Wärmepumpe in der Lage, die volle nachgefragte Wärme zu liefern. Danach stellten sich Verstopfungsprobleme ein, da das geklärte Abwasser immer noch einen hohen Anteil an Schwebstoffen enthielt. Diese Schwierigkeit konnte durch den Einbau eines Filters am Klärwasserausgang durch die ARA behoben werden. Die Kosten, die durch die ARA zu übernehmen waren, betrugen 100'000 Fr.

In der Periode von 1. Juli 1997 bis 31. Juni 1998 wurde der folgende Energieumsatz gemessen:

Wärmeabgabe total:	155'000 kWh
davon Wärmepumpe:	104'000 kWh

*Gute Jahresarbeits-
zahl gemessen*

Die während der korrekten Funktionsperiode gemessene Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe lag zwischen 3,3 und 4,0.

Verrechnung, Tarife:

*Selbe Tarife für
beide Versorgungs-
gebiete*

Für das ganze Versorgungsgebiet der Nahwärme Arbon AG gelten die gleichen Tarife:

Einmaliger Investitionsbeitrag:	10'000 + 10'500 Fr./kW
im Minimum aber	25'000 Fr.
Leistungspreis:	48 Fr./kW a
im Minimum aber	500 Fr./kW a
Arbeitspreis, zur Zeit:	6,5 Rp/kWh

Der Arbeitspreis wird aufgrund des aktuellen Strom- und Erdölpreises festgelegt.

Substituierte Energie und Arbeitsplätze :

Wie bereits erwähnt, werden die Aktivitäten der Nahwärme AG hauptsächlich in bisherige Aufgaben integriert oder allenfalls durch die Stadtwerke erbracht. Bis jetzt wurden keine expliziten Stellen geschaffen.

Förderung:

Neben den vom BFE ausgerichteten 182'600 Fr. konnten für das Projekt Salwiese keine weiteren direkten Förderbeiträge von Kanton oder Gemeinde beansprucht werden.

Direkte Förderung durch BFE

Die Stadt Arbon hat eine indirekte Förderung geleistet, indem sie das Doppelte des tariflich festgelegten einmaligen Anschlussbeitrags für den Werkhof bezahlte. Allerdings ist dieser Betrag im Rentabilitätsfall wieder zurückzuzahlen.

Förderung durch Stadt Arbon

Für die Wärmeverteilanlage an der Rebenstrasse wurden von keiner Seite direkte Subventionen geleistet, was dieses Projekt der Nahwärme AG in erhebliche finanzielle Schwierigkeiten brachte.

Keine Förderung für die Fernwärme Rebenstrasse

Eine weitere indirekte Förderung der Wärmepumpen der Nahwärme AG besteht in der Gewährung von Sonderkonditionen für den bezogenen Strom. Anstelle der Normaltarife gilt der Grossbezügertarif ohne Maximumverrechnung.

Sonderkonditionen für Wärmepumpenstrom

In Arbon wird seit etwa 1980 grosser Wert auf die Förderung von Wärmepumpenanlagen gelegt. Es gibt Quartiere, die bis zu 50 % ihrer Raumwärme mit dieser Technik bereitstellen. Die gesamte elek-

Förderung des WP-Einsatzes durch Beratungstätigkeit der Stadtwerke

trische Anschlussleistung der Wärmepumpen beträgt zur Zeit rund 1'200 kW. Ein breitgefächertes Beratungsangebot der Stadtwerke hat zu diesem guten Resultat beigetragen.

Zukunftsfähigkeit:

*Raumreserven in
Heizzentrale*

Wie weiter vorne bereits erwähnt, sind die Raumreserven in der Heizzentrale im Werkhof vorhanden, um bei Bedarf weitere Wärmepumpen in Betrieb zu nehmen. Die bis jetzt geleisteten Vorinvestitionen sind gering.

*Kein Minderbezug
wegen energeti-
schen Sanierungen
erwartet*

Da es sich bei den beiden Versorgungsgebieten der Nahwärme AG um Neubauzonen handelt, sind die Häuser bereits heute auf einem energetisch guten Standard. Es muss also nicht damit gerechnet werden, dass aufgrund von Sanierungen markante Reduktionen des Wärmebedarfs eintreten werden.

Erfolgsfaktoren:

Energierichtplanung

Neben der Förderung durch das BFE, die neben der zentralen finanziellen auch eine nicht zu unterschätzende psychologische Wirkung hatte, war die kommunale Energierichtplanung, die zur Schaffung von Quartierplänen Handhabe bot, wohl der wichtigste Faktor zum Gelingen des Projekts. Die grosse persönliche Motivation der Verantwortlichen und der durch die Stadtregierung erteilte Leistungsauftrag ermöglichten das beharrliche Beschreiten des Weges hin zum Ziel.

Schwierigkeiten:

*Disparität in den
Energiepreisen*

Als Hauptschwierigkeit wurde auf den schon seit Jahren sehr tiefen Oelpreis hingewiesen. Das führt zu einer Konkurrenzsituation beim Einsatz von Wärmepumpen und Wärmeverteilungen, die nur in günstigen Fällen die ökologisch bessere Variante ohne zusätzliche Subventionen zulässt.