



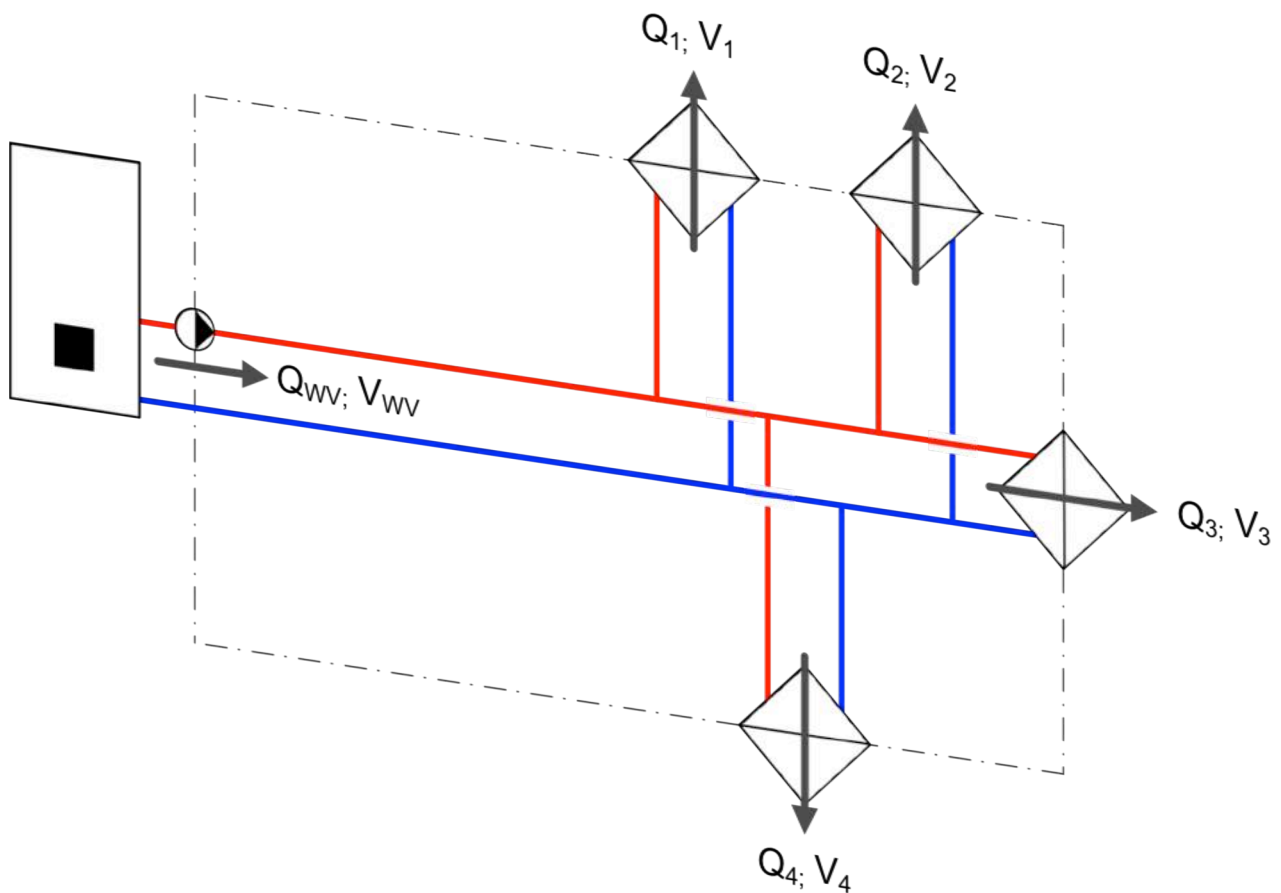
UMSETZUNG OPTIMIERUNGSMASSNAHMEN FERNWÄRME

Schlussbericht

Stefan Thalmann, Verenum, 8006 Zürich

Thomas Nussbaumer, Verenum, 8006 Zürich

Andres Jenni, Ardens GmbH, 4410 Liestal



Umsetzung Optimierungsmassnahmen Fernwärme

Auftraggeber

Bundesamt für Energie

Auftragnehmer

ARGE Fernwärme – Verenum und Ardens GmbH

Autoren

Stefan Thalmann, Verenum, 8006 Zürich

Prof. Dr. Thomas Nussbaumer, Verenum, 8006 Zürich

Andres Jenni, Ardens GmbH, 4410 Liestal

Beteiligte Fernwärmenetze

Wärmeverbund AVARI AG, 3812 Wilderswil, Martin Heim, Delegierter des Verwaltungsrates

Wärmeverbund Saanen-Gstaad, EBL AG, 4410 Liestal, Claude Minder, Abteilungsleiter Wärme

Heizverbund Untere Kniri AG, 6370 Stans, Hans Büchel, Verwaltungsrat

Beteiligte Planer

Porta Ingenieure Planer Geometer, Porta AG, 3800 Interlaken, Lukas Bühler

Ingenieur-Büro Christener IBC, 3653 Oberhofen, Bernhard Christener

Triplex Energieplaner AG, 4450 Sissach, Michael Cueni

Projekt-Begleitung

Daniel Binggeli, Bundesamt für Energie

Bundesamt für Energie

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen, Postadresse: CH 3003 Bern

Telefon +41 31 322 56 11, Fax +41 31 323 25 00, www.bfe.admin.ch

BFE-Projektleiter: Daniel Binggeli

Dieser Bericht entstand im Auftrag des Bundesamts für Energie.

Für den Inhalt sind ausschliesslich die Autoren verantwortlich.

Inhalt

Zusammenfassung	5
1 Ausgangslage	6
2 Zielsetzung und Vorgehen	7
3 Begleitete Anlagen	8
3.1 Wärmeverbund AVARI AG	8
3.2 Wärmeverbund Saanen-Gstaad	8
3.3 Heizverbund Untere Kniri AG	8
4 Analyse der Fernwärmenetze	9
4.1 Ausgangslage	9
4.2 Systemgrenzen	10
4.3 Einsatzmöglichkeiten	11
4.4 Dateneingabe	12
4.4.1 Vorgehen	12
4.4.2 Eingabe Allgemein	13
4.4.3 Eingabe Teilstränge	19
4.5 Berechnung	25
4.5.1 Berechnung der Wärmeverluste	25
4.5.2 Berechnung des Druckverlustes	33
4.5.3 Berechnete Grössen im Bewertungs-Tool	38
4.5.4 Wärmegestehungskosten nach Annuitätenmethode	42
4.5.5 Parameter	44
4.5.6 Master-Rohrdaten	44
4.6 Auswertung	46
4.6.1 Berechnete Grössen	46
4.6.2 Grafische Darstellung	46
4.7 Validierung	53
4.7.1 AVARI AG	53
4.7.2 Heizverbund Untere Kniri AG	54
5 Analyse und Optimierung der Wärmeabnehmer	56
5.1 Methode und Vorgehen	56
5.2 Berechnung	57
5.2.1 Grundlagen	57
5.2.2 Mehrverbrauch	57
5.2.3 Einfluss auf die Rücklauftemperatur	59
5.3 Datenerfassung	60
5.4 Datenauswertung	60

5.5	Beurteilung	62
5.6	Ergebnisse AVARI AG	63
5.6.1	Datenerfassung und Auswertung	63
5.6.2	Beurteilung	65
5.6.3	Umsetzung und Erfolgskontrolle	71
5.7	Ergebnisse WV Saanen-Gstaad	76
5.8	Ergebnisse Heizverbund Untere Kniri AG	78
5.8.1	Datenerfassung und Auswertung	78
5.8.2	Beurteilung	80
5.8.3	Umsetzung und Erfolgskontrolle	85
5.9	Wirtschaftliche Betrachtung	88
5.9.1	AVARI AG	88
5.9.2	Heizverbund Untere Kniri AG	89
5.10	Empfehlungen zur Analyse der Wärmeabnehmer	90
6	Schlussfolgerungen	92
6.1	Analyse des Fernwärmenetzes	92
6.2	Analyse und Optimierung der Wärmeabnehmer	93
7	Formelzeichen und Indizes	94
8	Literatur	97
9	Anhang	99
9.1	Stoffwerte Wasser	99
9.2	Master-Rohrdaten	101
9.2.1	Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust	101
9.2.2	Richtpreise Fernwärmeleitungen	107
9.3	Netzplan AVARI AG	108
9.4	Resultate Bewertungs-Tool: AVARI bei 11.8 MW	109
9.5	Resultate Bewertungs-Tool: AVARI bei 12.3 MW	114
9.6	Netzplan Heizverbund Untere Kniri AG	119
9.7	Resultate Bewertungs-Tool: Untere Kniri bei 1.9 MW	120
9.8	Resultate SIR3S: AVARI bei 11.8 MW	125
9.9	Resultate SIR3S: AVARI bei 12.3 MW	127
9.10	Resultate STANET: Untere Kniri bei 1.9 MW	129
9.11	Wirtschaftliche Betrachtung der Optimierungsmassnahmen	132
9.11.1	AVARI AG	132
9.11.2	Heizverbund Untere Kniri AG	139

Zusammenfassung

Das Projekt „Umsetzung Optimierungsmassnahmen Fernwärme“ umfasst zwei Teile. Der erste befasst sich mit der Validierung des in früheren Arbeiten entwickelten Bewertungs-Tools zur energetischen und ökonomischen Beurteilung der Wärmeverteilung. Im zweiten Teil wird eine Analyse der Wärmeabnehmer zur Identifikation der schlechtesten Wärmeabnehmer durchgeführt. Daraus werden Optimierungsmassnahmen abgeleitet und umgesetzt. Die Methode und das Vorgehen werden ausführlich beschrieben.

Die Analyse des Wärmeverteilnetzes mit dem Bewertungs-Tool wird exemplarisch an zwei Fernwärmenetzen durchgeführt. Die Ergebnisse werden jeweils mit einer professionellen Netzberechnungs-Software validiert. Die Validierung zeigt, dass das Bewertungs-Tool auf vergleichbare Ergebnisse wie die Netzberechnungs-Software kommt. Mit der Anwendung an zwei Fernwärmenetzen konnten die bestehenden Netze mit den verantwortlichen Planern und den Anlagenbetreibern beurteilt werden. Das Bewertungs-Tool eignet sich als einfache Anwendung zur Beurteilung bestehender oder in Planung stehender Fernwärmenetze mit einer Heizzentrale und erlaubt in der vorliegenden Form die Analyse von maximal 400 Teilsträngen.

Die vorgestellte Methode zur Analyse der Wärmeabnehmer basiert auf physikalischen Zusammenhängen und ist von früheren Anwendungen an Fernwärmenetzen bekannt. Mit der Methode können die qualitative Güte der Wärmeübertragung der einzelnen Wärmeabnehmer beurteilt und daraus Aussagen zum Optimierungspotenzial abgeleitet werden. Die Methode und das Vorgehen werden detailliert beschreiben und können damit grundsätzlich von Fernwärmenetzbetreibern selbst oder mit Unterstützung durch eine Fachperson angewendet werden. Eine ökonomische Betrachtung zeigt das wirtschaftliche Potenzial auf, wenn konkrete Optimierungsmassnahmen umgesetzt werden.

Exemplarisch wird die Analyse der Wärmeabnehmer an den zwei im ersten Teil untersuchten Fernwärmenetzen durchgeführt. In beiden Fällen wurde je ein Wärmeabnehmer identifiziert, der die Effizienz des Netzes in sehr starkem Mass negativ beeinflusste und somit ein grosses Verbesserungspotenzial versprach. Eine Begutachtung vor Ort bestätigte in beiden Fällen ein grosses Verbesserungspotenzial. Auf Basis dieser Ist-Situation wurden Massnahmen abgeleitet, die auch zu einem grossen Teil umgesetzt und begleitet wurden.

Mit den umgesetzten Massnahmen konnte bei beiden Fernwärmenetzen die gesamte primäre Rücklauftemperatur um 1.5 K bzw. 1.2 K abgesenkt werden. Eine ökonomische Betrachtung ergibt eine Amortisationszeit für die Investition von 2.33 bzw. 3.85 Jahren bei einer Verbesserung der Kapitalrendite um 22 % bzw. 3.5 %, sofern lediglich der Effekt der grösseren Temperaturspreizung bewertet wird. Diese Massnahmen wurden bei beiden Anlagen umgesetzt. Da die vergrösserte Temperaturspreizung zu einer Kapazitätserhöhung der Anschlussleistung führt, ermöglicht eine Optimierung der Wärmeabnehmer zudem den Anschluss zusätzlicher Wärmeabnehmer. Für den Fall, dass diese Erweiterung ausgeschöpft wird, resultieren für die Optimierungsmassnahmen Amortisationszeiten von 14.4 bzw. 6.11 Jahren, während sich die Kapitalrenditen um 121 % bzw. um 32 % erhöhen. Die Kapazitätserhöhung wirkt sich somit in beiden Fällen besonders stark auf die Kapitalrendite aus.

1 Ausgangslage

Die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen wird durch die Auslegung und die Betriebsweise des Fernwärmenetzes beeinflusst, wobei folgende Parameter am wichtigsten sind [1], [2]:

1. Die Effizienz der Wärmeerzeugung wird vor allem durch die **Temperaturspreizung** sowie das absolute **Temperaturniveau** beeinflusst.
2. Die Investitionskosten und die Netzverluste werden hauptsächlich durch die **Durchmesser** der Verteilrohre (also die Dimensionierung des Wärmeverteilnetzes) beeinflusst.

Wie eine Praxiserhebung an 52 Fernwärmenetzen in der Schweiz zeigt, weisen zahlreiche Netze erhöhte Rücklauftemperaturen auf, was den Endenergieverbrauch der Wärmeerzeugung zum Teil deutlich erhöhen kann. Da bei einer Grosszahl der ausgeführten Fernwärmenetze sowohl die Haupt- als auch die Teilstränge überdimensioniert sind, besteht ein grosses Potenzial zur Einsparung von Kosten und Endenergie durch Dimensionierung der Netze auf minimal notwendige Querschnitte [3]. Im Fall von bestehenden Fernwärmenetzen besteht bei einer Überdimensionierung praktisch keine Möglichkeit einer nachträglichen Anpassung der Rohrleitungen. Demgegenüber bietet die Überdimensionierung das theoretische Potenzial zur Netzerweiterung, wozu eine individuelle Betrachtung der einzelnen Haupt- und Teilstränge erforderlich ist. In den Studien [1] und [3] werden dazu folgende drei Methoden vorgestellt:

Methode 1: Sensitivitätsanalyse:

Für ein theoretisches Fernwärmenetz wird eine Sensitivitätsanalyse zur Identifikation des Einflusses der wichtigsten Auslegungs- und Betriebsparameter durchgeführt. Anhand dieser Analyse erfolgt eine qualitative Beurteilung der Einflussparameter (Kapitel 7 in [1]).

Methode 2: Analyse der Wärmeabnehmer:

Zur Analyse bestehender Fernwärmenetze dient ein Vorgehen, welches anhand von Messungen und einem Vergleich mit Zielwerten zur Identifikation von Schwachstellen bei Wärmeabnehmern führt ([4] und Kapitel 8 in [5]).

Methode 3: Analyse des Fernwärmenetzes:

a) **Wirtschaftlichkeitsanalyse:** Diese Analyse von Fernwärmenetzen lieferte eine Bewertung von Investitions- und Betriebskosten inklusive des Energieverbrauchs zur Deckung der Wärmeverluste des Netzes (Kapitel 4.1 in [3]). Zur Beurteilung des Optimierungspotenzials realer Netze wird der Einfluss einer Veränderung von Rohrdurchmesser und Rücklauftemperatur ausgehend von Ist-Werten durchgeführt. Nebst der Wirkung zur Kostenoptimierung bei gegebenen Wärmeabnehmern wird zusätzlich das Potenzial zur Netzerweiterung erfasst.

b) **Analyse der Netzstruktur:** Als Hilfsmittel in der Planungsphase wird eine Methode zur Analyse der Netzstruktur eingeführt. Diese erlaubt eine qualitative Bewertung der energetischen und ökonomischen Qualität verschiedener Netzstrukturen zum Beispiel zum Vergleich des Einflusses des Standorts des Wärmeerzeugers, der Trassenführung und des Anschlusses einzelner, insbesondere peripherer Verbrauchergruppen (Kapitel 4.2 in [3]). Daneben existieren Methoden zur thermo-hydraulischen Netzberechnung zur Analyse und Optimierung von Netzen [6].

2 Zielsetzung und Vorgehen

Ziel des vorliegenden Projekts ist, die in Kapitel 1 beschriebenen Analyse- und Bewertungsmethoden an ausgewählten Fernwärmenetzen mittels Begleitung der Projektierung von Netzerweiterungen oder neuer Netze exemplarisch anzuwenden. In Zusammenarbeit mit ausgewählten Netzbetreibern und beteiligten Planern sollen eine Analyse der Fernwärmenetze (Methode 3a nach Kapitel 1) und eine Analyse der Wärmeabnehmer (Methode 2 nach Kapitel 1) durchgeführt werden.

Damit sollen einerseits ausgewählte Fernwärmenetze energetisch und ökonomisch optimiert und andererseits die Basis geschaffen werden, die beschriebenen Werkzeuge zur Netzoptimierung für die Praxisanwendung zu validieren und für die spätere Anwendung durch Anlagenplaner oder -betreiber zu vereinfachen.

Vorgesehen ist die Begleitung folgender Anlagen für eine vertiefte Analyse und Begleitung zu Prüfung von Netzausbau und Optimierung:

- Anlage 1: AVARI AG, Wärmeverbund in Wilderswil / Interlaken (BE),
- Anlage 2: EBL Wärme AG, Wärmeverbund in Saanen-Gstaad (BE),
- Anlage 3: Heizverbund Untere Kniri AG, Wärmeverbund in Stans (NW).

3 Begleitete Anlagen

3.1 Wärmeverbund AVARI AG

Der Wärmeverbund AVARI AG ging im Jahr 2000 in Betrieb und wurde seit dem stetig ausgebaut. Er besteht heute aus drei Teilnetzen (Wilderswil, Interlaken und Flugplatz) mit einer Trassenlänge von etwa 17 km und versorgt gut 180 Wärmeabnehmer mit einer abonnierten Anschlussleistung von etwa 21 MW. Das für dieses Projekt beurteilte Teilnetz versorgt die Gemeinden Matten und Interlaken (Teilnetz Interlaken) mit Wärme und ist das grösste der drei Teilnetze mit einer abonnierten Anschlussleistung von gut 16.8 MW und einer Trassenlänge von etwa 12.6 km (Stand 2014). Die Wärme wird in einer Wärmezentrale mit drei Holzkesseln und einem fossilen Spitzenkessel mit einer installierten Gesamt-Wärmeleistung von 14.4 MW erzeugt. Zusätzlich ist ein Wärmespeicher mit einer Kapazität von 30 m³ hydraulisch eingebunden.

Das Fernwärmenetz wird gemäss Technischen Anschlussvorschriften (TAV) bei einer Aussentemperatur von unter –8°C mit einer Vorlauftemperatur von 90°C betrieben. Ab einer Aussentemperatur von –8° bis +10°C wird die Vorlauftemperatur gleitend auf eine Vorlauftemperatur von 75°C gesenkt. Die Rücklauftemperatur sollte bei Altbauten nicht höher als 60°C und für Neubauten nicht höher als 50°C sein. Während der Erwärmung von Brauchwarmwasser darf die Rücklauftemperatur maximal 50°C betragen.

3.2 Wärmeverbund Saanen-Gstaad

Der Wärmeverbund Saanen-Gstaad versorgt die Gemeinden Saanen und Gstaad mit Wärme und ging im Jahr 2008 in Betrieb. In der Wärmezentrale befinden sich zwei Holzschnitzelfeuerungen sowie ein Ölkessel. Die installierte Gesamt-Wärmeleistung beträgt 14.4 MW. Über eine Netztrennung erfolgt die Abgabe an das Fernwärmenetz. Das Leitungsnetz mit einer Trassenlänge von knapp 16 km versorgt rund 180 Wärmeabnehmer mit einer abonnierten Anschlussleistung von rund 12.7 MW (Stand 2014).

Das Fernwärmenetz wird gemäss Technischen Anschlussbedingungen (TAB) bei einer Aussentemperatur von unter –9°C mit einer Vorlauftemperatur von 125°C betrieben. Ab –9° bis +8°C wird die Vorlauftemperatur gleitend auf eine Vorlauftemperatur von 75°C gesenkt. Die Rücklauftemperatur sollte bei bestehenden Hausanlagen nicht höher als 55°C und für neue Hausanlagen nicht höher als 45°C sein.

3.3 Heizverbund Untere Kniri AG

Der Heizverbund Untere Kniri AG wurde in den Jahren 2011 und 2012 erstellt und seither laufend mit neuen Anschlüssen erweitert. In der Wärmezentrale befinden sich zwei Holzschnitzelfeuerungen sowie ein Ölkessel. Die installierte Gesamt-Wärmeleistung beträgt 4.1 MW. Über eine Netztrennung erfolgt die Abgabe an das Fernwärmenetz, das in einen West- und einen Ost-Strang unterteilt ist. An das Leitungsnetz mit einer Trassenlänge von insgesamt 3.2 km sind rund 80 Liegenschaften angeschlossen. Die abonnierte Anschlussleistung der Wärmeabnehmer beträgt rund 3.7 MW. Der Rücklauf des grösseren West-Stranges, mit einer abonnierten Anschlussleistung von rund 2.7 MW und einer Trassenlänge etwa 2'300 m, wird für eine Abgaskondensationsanlage benutzt.

Das Fernwärmenetz wird mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 75°C betrieben. Die Rücklauftemperatur sollte bei Altbauten nicht mehr als 50°C und bei Neubauten nicht mehr als 40°C betragen. Während der Erwärmung von Brauchwarmwasser beträgt die maximale Rücklauftemperatur 50°C.

4 Analyse der Fernwärmenetze

4.1 Ausgangslage

Die vorgestellten Resultate basieren auf dem Bewertungs-Tool, das in der Vorstudie [1] für ein Netz mit einem einzelnen Abnehmer entworfen und für die Ist-Analyse von Fernwärmenetzen [3] erweitert wurde, um reale Netze anhand von Netzplänen, Abnehmer- und Wärmeerzeugerdaten zu untersuchen. In der vorliegenden Arbeit wird das Bewertungs-Tool an zwei weiteren Netzen angewendet, verbessert und validiert. Für die Validierung der Berechnungen wurden für beide untersuchten Netze je eine statische thermo-hydraulische Netzberechnung mit einer professionellen Netzberechnungs-Software durchgeführt. Diese Berechnungen erfolgten durch die Firma Porta AG mit der Software SIR3S von 3S Consult und durch die Firma Triplex Energieplaner AG mit der Software STANET.

In [1] wurde mit dem Bewertungs-Tool der Einfluss von Betriebsparametern auf die Kosten und die Wärmeverluste des Netzes bestimmt. Die Wirkungen wurden für einen Standardfall mit 1 MW Wärmeleistung ausgeführt und Kennzahlen zur Beurteilung von Fernwärmenetzen in Bezug auf Effizienz und Wirtschaftlichkeit abgeleitet. Die Resultate zeigten, dass zur Optimierung von Fernwärmenetzen die bereits erwähnten Parameter besonders wichtig sind:

1. Die **Temperaturspreizung** zwischen Vor- und Rücklauf sowie die absoluten **Temperaturniveaus**. Prioritär gilt dies für die Effizienz der Wärmeerzeugung beim Einsatz von Wärmepumpen, Abgaskondensation oder Wärme-Kraft-Kopplung sowie untergeordnet auch für die Effizienz des Fernwärmenetzes.
2. Die **Rohrdurchmesser** im Fernwärmenetz sind entscheidend für die Investitionskosten und die Wärmeverluste des Netzes.

Daneben beeinflussen auch weitere Parameter die Effizienz und Wirtschaftlichkeit, darunter z.B. die Wärmedämmstärke. Demgegenüber zeigten die Berechnungen, dass der Hilfsenergieverbrauch für die Pumpenergie nur von untergeordneter Bedeutung ist. Nebst diesen technischen Faktoren zum Fernwärmenetz sind die äusseren Bedingungen des Gesamtsystems entscheidend, insbesondere die Anschlussdichte, die Anlagengrösse, die Brennstoffkosten, die Kapitalbedingungen sowie die Anlagendimensionierung.

Mit dem erweiterten Bewertungs-Tool wurden in [3] fünf reale Fernwärmenetze anhand von Netzplänen, Abnehmer- und Wärmeerzeugerdaten simuliert. Mit den simulierten Netzen wurden die wichtigsten Parameter variiert und deren Einfluss auf die Kosten untersucht und damit ein theoretisches Kosten-Minimum bestimmt. Dieses diente als Vergleichsbasis um das Verbesserungspotenzial eines realen Netzes im Vergleich zu einem optimierten abzuschätzen. Damit wurden Optimierungsmöglichkeiten und Optimierungsmassnahmen aufgezeigt, obwohl diese im Fall des Nenndurchmessers und der Dämmstärke bei bestehenden Fernwärmenetzen nicht mehr umsetzbar sind. Die Berechnungen zeigten aber das Optimierungspotenzial auf, das bei der Planung und Auslegung nicht ausgeschöpft worden war. Damit konnte die Bedeutung der Netzauslegung in der Planungsphase veranschaulicht werden. Zudem konnte die Abschätzung des Optimierungspotenzials dazu beitragen, die Gründe für die grosse Streuung der Netzverluste bei gleichen Anschlussdichten (Bild 4.1) zu erklären.

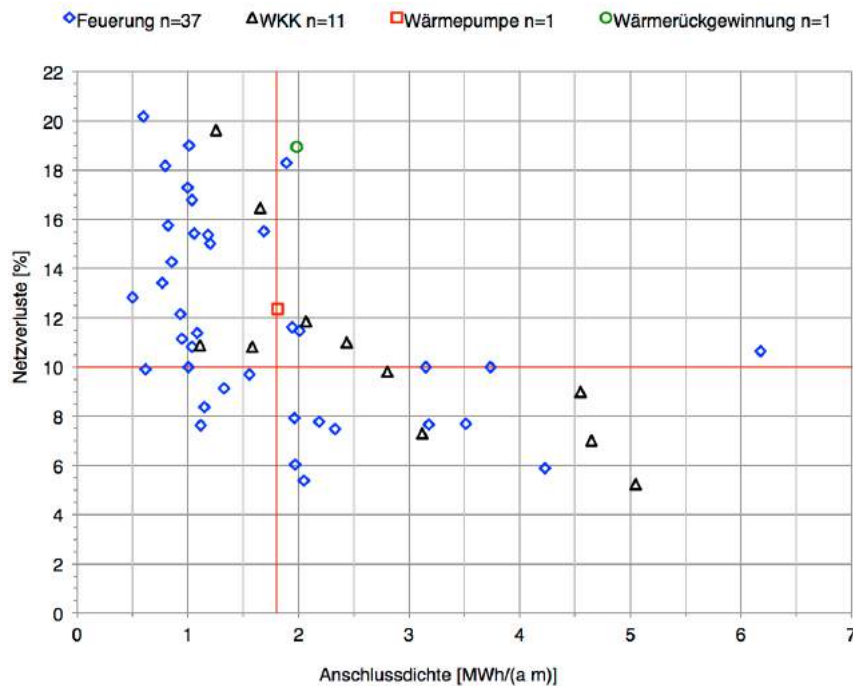


Bild 4.1 Wärmeverluste des Netzes (Netzverluste) in Funktion der Anschlussdichte [3]. Die Daten sind unterschieden nach der Art der Wärmeerzeugung. Datenmenge: 50 Anlagen.

4.2 Systemgrenzen

Für die Berechnung dienen die Systemgrenzen nach Bild 4.2. In das Bilanzgebiet eingehende Ströme sind der Vorlauf aus der Wärmezentrale, der Stromverbrauch für die Netzpumpe und der von den Verbrauchern gelieferte Rücklauf. Ausgehende Ströme sind die an die Verbraucher gelieferte Fernwärme, der an die Heizzentrale zurückströmende Rücklauf und die Wärmeverluste des Netzes.

Die Berechnung wird in einer Excel-Datei ausgeführt und grafisch ausgewertet. Basis dazu bilden ein Netzplan mit Angaben zu Rohrsystem, Nenndurchmesser, Trassenführung mit Längenangaben zu den einzelnen Trassenabschnitten sowie die abonnierten Anschlussleistungen der einzelnen Abnehmer. Weitere Daten sind die jährliche Betriebszeit des Netzes, die Vollbetriebsstunden der Wärmeerzeugung und der Abnehmer sowie die primären Vor- und Rücklauftemperaturen im Auslegefall und im Schwachlastbetrieb.

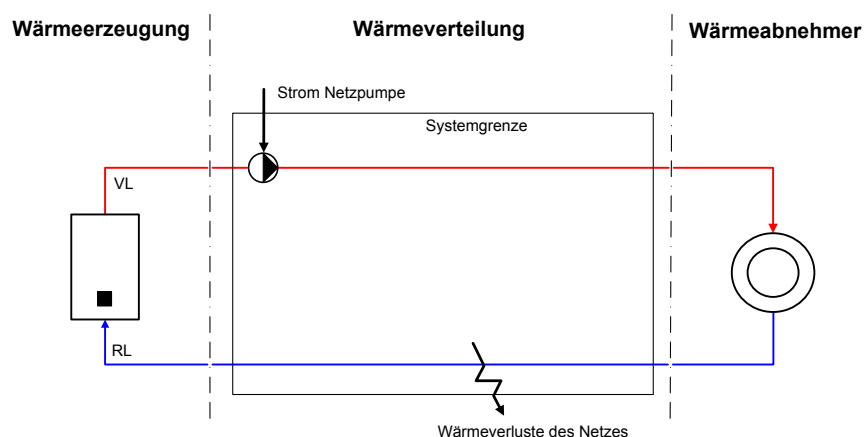


Bild 4.2 Systemgrenze für die Berechnung des Fernwärmenetzes.
VL=Vorlauf, RL=Rücklauf des Fernwärmenetzes.

4.3 Einsatzmöglichkeiten

Das Bewertungs-Tool ist ein Tool für die einfache und statische Berechnung und Darstellung kleinerer bis mittlerer Fernwärmenetze auf Excel-Basis. Dynamische Berechnungen wie z.B. Tages- oder Jahresgänge, werden damit nicht abgebildet. Es können daher nur unterschiedliche Lastfälle einzeln simuliert und miteinander verglichen werden. Das Bewertungs-Tool bietet folgende Einsatzmöglichkeiten:

- Erfassen des IST-Zustandes und Simulation unterschiedlicher Lastfälle
- mehrere Hauptstränge möglich
- einfache Änderung von Netzparameter wie Nenndurchmesser, Dämmstärke, Gleichzeitigkeit, etc.
- wirtschaftliche Langzeitbetrachtung der Wärmeverteilung mithilfe der Annuitätenmethode
- Erfassen einer Druckerhöhungsstation im Netz
- grafische Darstellung wichtiger Zusammenhänge
- Druckschaubild für einen definierten Schlechtpunkt
- Netzcharakteristik (hydraulisch und thermisch) für einen definierten Schlechtpunkt
- Darstellung Optimierungsgrad der einzelnen Teilstränge
- Auflistung der wichtigsten Kenngrößen (Anschlussdichte, Wärmeverlust, Netzdruck, etc.).

Aufgrund der statischen Anwendung auf Excel-Basis und dem jetzigen Entwicklungsstand sind folgende Einschränkungen bei der Anwendung zu beachten:

- nur eine Wärmeeinspeisung möglich
- nur Strahlennetze (keine Maschen- und Ringnetze)
- Netze mit bis zu 400 Teilsträngen und Anschlussleistungen bis rund 10 MW rationell bearbeitbar
- Netzerweiterungen und nachträgliche Einbindung zusätzlicher Abnehmer mit Aufwand möglich.

4.4 Dateneingabe

4.4.1 Vorgehen

Das Vorgehen zur Erfassung und Auswertung eines Fernwärmenetzes mit dem Bewertungs-Tool kann in folgende drei Schritte unterteilt werden:

1. **Lastfälle** definieren (Kapitel 4.4.2 Eingabe Allgemein)
2. **Schlechtpunkt** definieren und **Netzdaten** einpflegen (Kapitel 4.4.3 Eingabe Teilstränge)
3. **Resultate** kontrollieren und interpretieren (Kapitel 4.6 Auswertung)

Da mit dem Bewertungs-Tool nur eine statische Berechnung und Darstellung möglich ist, müssen für einen Vergleich und zur Auslegung unterschiedliche **Lastfälle** definiert und als separate Excel-Datei gespeichert werden. Als typische Lastfälle gelten:

- Auslegezustand bei einer mittleren Aussentemperatur von z.B. -8°C
- Extremfall bei einer maximalen Aussentemperatur von z.B. -13°C .

Die unterschiedlichen Lastfälle können schnell geändert werden und die wichtigsten Resultate werden in der gleichen Übersicht dargestellt.

Als **Schlechtpunkt** werden bei kleineren und mittleren Fernwärmenetzen typischerweise die weitest entfernten Wärmeabnehmer definiert. Im Bewertungs-Tool kann nur ein Schlechtpunkt definiert werden. Sollen mehrere Schlechtpunkte analysiert werden, müssen die Netzdaten angepasst und als separate Excel-Datei gespeichert werden.

Als **Netzdaten** werden die Attribute für jeden einzelnen Teilstrang definiert. Ein Teilstrang ist definiert als ein Fernwärmerohr ohne Nennweitenänderung und ohne Abgang oder Verzweigung. Eine Nennweitenänderung, ein Abgang und eine Verzweigung werden als Knoten bezeichnet. Den Knoten werden keine Attribute zugewiesen, sie dienen lediglich zur Abgrenzung von Teilstrang zu Teilstrang. Für die Eingabe eines Teilstrangs sind folgende Angaben notwendig:

- thermische Übertragungsleistung in kW
- Rohrtyp (KMR, MMR, etc.)
- Nenndurchmesser (DN)
- Dämmstärke
- Trassenlänge in m
- Widerstandsbeiwert Einbauten im Teilstrang (Zeta-Wert).

Für die Erfassung der Netzdaten müssen die Teilstränge anhand der Netzpläne fortlaufend nummeriert werden.

Die für die Berechnung im Bewertungs-Tool hinterlegten **Rohrdaten**, werden aus einer separaten Datei importiert (Master-Rohrdaten). Somit kann das Risiko von Berechnungsfehlern auf fehlerhafte oder geänderte Rohrdaten auf ein Minimum reduziert werden. Bei Bedarf können die Master-Rohrdaten aktualisiert und in das Bewertungs-Tool importiert werden.

Als **Resultate** stehen einerseits die wichtigsten Daten in tabellarischer Form und Diagrammen zur grafischen Auswertung zur Verfügung.

4.4.2 Eingabe Allgemein

Im Bewertungs-Tool müssen für die Berechnung **Eingabegrößen** definiert werden (Tabelle 4.1). Die Eingabe erfolgt in der separaten Excel-Mappe „Eingabe_Allgemein“. Zusätzlich können in einer dafür vorgesehenen Zelle Informationen zum Schlechtpunkt eingegeben werden. Empfohlen werden unverkennbare Angaben zum Schlechtpunkt wie Name, Adresse und Anschlussleistung.

Ein allgemeiner Hinweis zum Berechnungs-Tool (z.B. Bild 4.4): Eingabefelder werden **rot** und berechnete Werte werden **blau** dargestellt. Informativ Felder (Beschreibung, Einheit, etc.) sind schwarz.

Tabelle 4.1 Eingabe Allgemein: Eingabegrößen.

Eingabegrößen	Symbol	Einheit
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger	η_{a_WE}	%
Vollbetriebsstunden Wärmeerzeuger	τ_{WE}	h/a
Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer	τ_{WA}	h/a
Jährliche Betriebsstunden des Netzes	τ_N	h/a
Gleichzeitigkeitsfaktor	g	–
Vorlauftemperatur bei Auslege-Aussentemperatur am Standort	T_{VL}	°C
Rücklauftemperatur bei Auslege-Aussentemperatur am Standort	T_{RL}	°C
mittl. Vorlauftemperatur bei Jahresmittel Normtemperatur am Standort	T_{VL_m}	°C
mittl. Rücklauftemperatur bei Jahresmittel Normtemperatur am Standort	T_{RL_m}	°C
Geodätischer Höhenunterschied (Zentrale bis höchster Punkt im Netz)	h_{Geo}	m
Brennstoffpreis	P_{Br}	Rp./kWh
Strompreis	P_S	Rp./kWh
Kalkulationsdauer	n	a
Kapitalzinssatz	i	%/a
Druckhaltung	p_{DH}	bar
Nenndruck Netz (PN)	p_{PN}	bar
Förderhöhe Druckerhöhungsstation (optional)	h_{DES}	m _{WS}
Maximal zulässiger spezifischer Druckverlust Rohrleitung	Δp_{max}	Pa/m

Zu einigen Eingabegrößen im Bewertungs-Tool sind die folgenden Hinweise und Definitionen zu beachten:

Der **Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger** beschreibt den Zusammenhang zwischen dem jährlichen Brennstoffeinsatz (Input) und der daraus erzeugten Wärmemenge (Output). Dieser kann über den Brennstoffverbrauch und einen Wärmezähler bestimmt werden. Sind keine verlässlichen Angaben bekannt oder kein Wärmezähler vorhanden, kann als Standardwert bei automatischen Holzfeuerungen z.B. der Zielwert von QM-Holzheizwerke von $\eta_a \geq 85\%$ eingesetzt werden.

Die **Vollbetriebsstundenzahl der Wärmeerzeuger** ergibt sich aus der gesamthaft erzeugten Wärmemenge in kWh/a bezogen auf die Nennwärmeleistung der Wärmeerzeugung in kW. Sind mehrere Wärmeerzeugungsanlagen vorhanden (Mehrkesselanlagen) so soll der Wert für die gesamte Heizzentrale und nicht für

einen einzelnen Kessel eingesetzt werden. Falls keine Daten vorhanden sind, kann ein Startwert von 2'000 h/a bis 2'500 h/a eingesetzt werden.

Die **Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer** sind als Mittelwert für alle Wärmeabnehmer im Netz einzugeben. Dieser berechnet sich aus der Summe der gelieferten Wärmemenge an die Wärmeabnehmer bezogen auf die Summe der abonnierten Anschlussleistungen der Wärmeabnehmer. Die Vollbetriebsstunden der Wärmeabnehmer sind von mehreren Faktoren abhängig wie:

- Klimaregion
- Abnehmerstruktur (Heizgrenze der Gebäude, Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme)
- Gleichzeitigkeitsfaktor.

Die Werte können von 1'500 h/a bis 3'000 h/a variieren und sind den lokalen Verhältnissen anzupassen.

Die **Jährlichen Betriebsstunden des Netzes** sind abhängig vom Betrieb des Netzes. Bei ganzjährigem Betrieb ist der Wert 8'760 h/a einzusetzen. Bei saisonalem Betrieb kann der Wert zwischen 4'000 h/a und 6'500 h/a variieren.

Der **Gleichzeitigkeitsfaktor g** beschreibt in einem Verbund mit vielen Wärmeabnehmern den Effekt, dass praktisch zu keinem Zeitpunkt alle Wärmeabnehmer gleichzeitig die maximale Leistung beziehen und mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor auch korrigierend auf überschätzte abonnierte Anschlussleistungen eingegangen werden kann. Dieser als Gleichzeitigkeit bezeichnete Effekt stellt eine wesentliche Basisgrösse für die Dimensionierung des Wärmeverteilnetzes und die Auslegung der Wärmeerzeuger dar. Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird bestimmt, indem das Verhältnis zwischen der gesamten maximalen Abnahmeleistung der Wärmeabnehmer zur gesamten abonnierten Anschlussleistung der Wärmeabnehmer gebildet wird.

In Bild 4.3 ist der Gleichzeitigkeitsfaktor als Näherungsfunktion in Abhängigkeit der Anzahl der Wärmeabnehmer basierend auf einer Erhebung aus dem Jahre 2001 dargestellt [7]. Daraus geht hervor, dass bei kleinen Netzen mit 10 bis 20 Wärmekunden mit einer Gleichzeitigkeit von etwa 95% mit einem Streubereich zwischen 85% und 100% zu rechnen ist. Bei grösseren Verbunden (über 100 Wärmekunden) kann näherungsweise von einer Gleichzeitigkeit von < 60% ausgegangen werden.

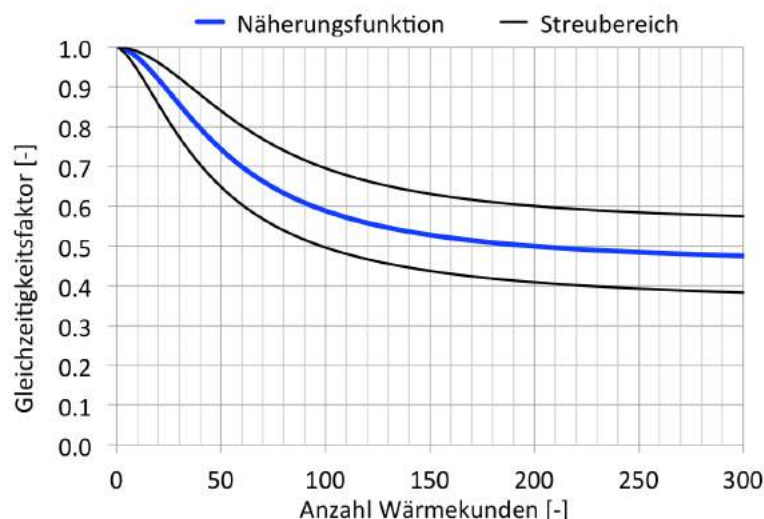


Bild 4.3 Näherungsfunktion und Streubereich für den Verlauf des Gleichzeitigkeitsfaktors in Abhängigkeit der Anzahl Wärmeabnehmer nach [7].

Entscheidend für die Festlegung des Gleichzeitigkeitsfaktors ist die effektive Verbraucherstruktur der einzel-

nen Wärmeabnehmer. So führen dauerhaft betriebene Prozesswärmeabnehmer in einem Verbund zu einer höheren Gleichzeitigkeit als z.B. eine Einfamilienhaussiedlung. Bestimmungen in den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) wie Begrenzungen des Leistungsbezuges führen ebenfalls zu einer höheren Gleichzeitigkeit. Wobei temporäre oder saisonal betriebene Wärmeabnehmer wie auch zum Teil überschätzte abonnierte Anschlussleistungen die Gleichzeitigkeit senken. Andererseits kann eine saisonale Spitzenlast zu erhöhten Gleichzeitigkeitsfaktoren führen, was zum Beispiel in einem Wärmeverbund mit einem hohen Hotel- und Ferienwohnungsanteil während der Ferienzeit durch eine hohe Belegung auftreten kann.

Die **Vor- und Rücklauftemperaturen bei Auslege-Aussentemperatur** sind die Netz-Temperaturen bei welchen das Fernwärmenetz bei tiefen Aussentemperaturen betrieben wird. Die Auslege-Aussentemperatur ist abhängig vom Standort der Anlage. Die Vor- und Rücklauftemperaturen beziehen sich auf die Einspeisestelle bei der Wärmezentrale. Diese Temperaturen sind in der Regel den Technischen Anschlussbedingungen zu entnehmen. Die Temperaturen beziehen sich auf die Einspeisestelle bei der Wärmezentrale.

Die **mittleren Vor- und Rücklauftemperaturen bei Jahresmittel-Normtemperatur** sind die Netz-Temperaturen bei welchen das Fernwärmenetz im Mittel betrieben wird. Sie unterscheiden sich von den Vor- und Rücklauftemperaturen bei Auslege-Aussentemperatur nur, sofern die Vorlauftemperatur witterungsgeführt geregelt wird (z.B. gleitend-konstante Betriebsweise). In Abhängigkeit der Jahresmittel-Normtemperatur am Standort der Anlage, werden diese Temperaturen in der Regel aus den Technischen Anschlussbedingungen abgeleitet. Die Temperaturen beziehen sich auf die Einspeisestelle bei der Wärmezentrale.

Der **geodätische Höhenunterschied** ist der Höhenunterschied in Metern zwischen dem höchsten und dem tiefsten Punkt im Netz.

Über die **Druckhaltung** wird verhindert, dass es in der Anlage zu Verdampfung kommt, was Kavitation bei Anlagenteilen wie Pumpe und Ventilen verursachen kann. Mit der Druckhalte- und Expansions-Anlage wird im Netz ein konstanter Druck bei sich ändernden Temperaturen (Volumen) gehalten. Der Druck muss mindestens den Verdampfungsdruck des eingesetzten Fernwärme-Mediums (z.B. Wasser) bei der maximal auftretenden Netztemperatur inkl. Sicherheitszuschlag betragen.

Der **Nenndruck Netz (PN)** bezeichnet den für die Rohrleitungen und Komponenten wie Flansche, Ventile, Schieber und andere Armaturen gültige Nenndruckstufe in bar. Fernwärmenetze mit Stahl-Medienleitungen (KMR, MMR) werden, sofern keine besonderen Anforderungen vorliegen, auf PN 16 oder PN 25 festgelegt. Bei Kunststoff-Medienleitungen (PMR) liegt die Nenndruckstufe in der Regel bei PN 6.

Die **Förderhöhe der Druckerhöhungsstation** bezeichnet den Wert für die Förderhöhe der Druckerhöhungspumpe für den gewählten Lastfall in Meter Wassersäule (m_{WS}). Die Eingabe ist optional und muss, auf null gesetzt sein, sofern keine Druckerhöhungseinrichtung vorhanden ist. Falls eine solche vorhanden und diese im gewählten Lastfall im Einsatz ist, wird mit diesem Wert das Druckschaubild korrekt dargestellt.

Der **maximal zulässige spezifische Druckverlust in der Rohrleitung** wird mit dem spezifischen Druckverlust für den Schlechtpunkt verglichen.

Aus den allgemeinen Eingabegrößen werden **abgeleitete Größen** (Tabelle 4.2) berechnet und ausgegeben. Zusätzlich werden aus der Berechnung des Fernwärmenetzes die wichtigsten berechneten Größen (Tabelle 4.9) in derselben Excel-Mappe ausgegeben. Damit können auf einer Seite die Eingabegrößen mit den wichtigsten abgeleiteten und berechneten Größen miteinander verglichen werden.

Tabelle 4.2 Eingabe Allgemein: Abgeleitete Grössen

Abgeleitete Grössen	Symbol	Einheit
Brennstoffkosten	k_{Br}	Rp./kWh
Temperaturspreizung Auslegung	ΔT_N	K
mittlere Temperaturspreizung	ΔT_{N_m}	K
Betriebsmitteltemperatur Auslegung	T_B	°C
mittlere jährliche Betriebsmitteltemperatur	T_{B_m}	°C
Annuitätsfaktor	a	%/a
Statischer Druck Netz	p_{St}	bar

Die **Brennstoffkosten** in Rp./kWh berechnen sich aus dem Brennstoffpreis bezogen auf den Jahresnutzungsgrad des Wärmeerzeugers wie folgt:

$$k_{Br} = \frac{P_{Br}}{\eta_{a_WE}} \quad 4.1$$

Die **Temperaturspreizung Auslegung** in K berechnet sich aus der Differenz der Vor- und Rücklauf-temperatur bei Auslege-Aussentemperatur am Standort der Anlage:

$$\Delta T_N = T_{VL} - T_{RL} \quad 4.2$$

Die **mittlere Temperaturspreizung** in K berechnet sich aus der Differenz der mittleren Vor- und Rücklauf-temperatur bei der Jahresmittel-Normtemperatur am Standort der Anlage:

$$\Delta T_{N_m} = T_{VL_m} - T_{RL_m} \quad 4.3$$

Die **Betriebsmitteltemperatur Auslegung** in °C ist der Mittelwert von Vor- und Rücklauf-temperatur bei Auslege-Aussentemperatur am Standort der Anlage:

$$T_B = \frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} \quad 4.4$$

Die **mittlere Betriebsmitteltemperatur** in °C ist der Mittelwert der mittleren Vor- und Rücklauf-temperaturen für die betrachtete jährliche Betriebszeit des Netzes. Die mittleren Vor- und Rücklauf-temperaturen werden anhand des Jahresmittels der Norm-Aussentemperatur für den jeweiligen Standort der Anlage bestimmt. Bei konstanter Vor- und Rücklauf-temperatur entspricht die mittlere Betriebsmitteltemperatur der Betriebsmitteltemperatur Auslegung nach Gleichung 4.4.

$$T_{B_m} = \frac{T_{VL_m} + T_{RL_m}}{2} \quad 4.5$$

Der **Annuitätsfaktor** in %/a berechnet sich aus der Kalkulationsdauer und dem Kapitalzinssatz wie folgt:

$$\text{für } i = 0: a = \frac{1}{n} \quad \text{für } i > 0: a = \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad 4.6$$

Der **statische Druck** des Fernwärmenetzes in bar berechnet sich aus der Dichte des Fernwärmewassers, der Fallbeschleunigung und dem geodätischen Höhenunterschied im Fernwärmenetz (tiefster bis höchster Punkt im Netz) wie folgt:

$$p_{St} = \rho_W g h_{GEO} \quad 4.7$$

In Bild 4.4 ist ein Beispiel für die Excel-Mappe „Eingabe_Allgemein“ dargestellt. Die berechneten Grössen werden in Kapitel 0 detailliert erläutert.

Eingabe Allgemein

Eingabe Größen

Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger	%	85%
Vollbetriebsstunden Wärmeerzeuger	h/a	2'548
Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer	h/a	2'200
Betriebsstunden Netz	h/a	8760
Gleichzeitigkeitsfaktor	–	0.75
Vorlauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	80
Rücklauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	50
mittlere Vorlauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	80
mittlere Rücklauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	50
Geodätischer Höhenunterschied (Zentrale – höchster Punkt Netz)	m	25
Brennstoffpreis	Rp./kWh	5
Strompreis	Rp./kWh	20
Kalkulationsdauer	a	30
Kapitalzins	%	3%
Druckhaltung	bar	3
Nennndruck Netz (PN)	bar	16
Förderhöhe Druckerhöhungsstation	mWs	0
Maximal zulässiger spezifischer Druckverlust	Pa/m	250

Schlechtpunkt (z.B. weitest entfernter Wärmeabnehmer):

Hauptgebäude, Dorfplatz, Anschlussleistung 25 kW

Abgeleitete Größen

Brennstoffkosten	Rp./kWh	5.88
Temperaturspreizung Auslegung	K	30
mittlere Temperaturspreizung	K	30
Betriebsmitteltemperatur Auslegung	°C	65
mittlere jährliche Betriebsmitteltemperatur	°C	65
Annuitätsfaktor	%/a	5.10%
Statischer Druck Netz	bar	2.4

Berechnete Größen

Trassenlänge Gesamt	m	2'292
Trassenlänge Schlechtpunkt	m	858
Spezifischer Druckverlust Schlechtpunkt	Pa/m	57
Differenzdruck über der Netzpumpe	bar	1.8
Volumenstrom Netzpumpe	m ³ /h	58.9
Pumpleistung Netzpumpe	kW	4.0
Förderhöhe Netzpumpe	mWs	18.4
Netzdruck	bar	7.2
Anschlussleistung Abboniert	kW	2'692
Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor	kW	2'019
Energiebedarf Wärmeabnehmer	MWh/a	4'442
Energiebedarf Netzeinspeisung	MWh/a	4'850
Nennleistung Wärmeerzeugung (bei gegebenen VBZ Wärmeerzeuger)	kW	1'903
Wärmeverluste der Wärmeverteilung (bezogen auf eingespeiste Wärmemenge)	%/a	8.4
Anzahl Hausanschlüsse	–	54
Anschlussdichte	MWh/(a m)	1.9
Abkühlung Vorlauf bis zum Schlechtpunkt	K	0.9
Vorlauftemperatur beim Schlechtpunkt	°C	79.1
Anzahl Einzelstränge	–	106

Bild 4.4 Beispiel für die Darstellung der Excel-Mappe „Eingabe_Allgemein“ im Bewertungs-Tool.

4.4.3 Eingabe Teilstränge

Für die Berechnung des Netzes müssen im Bewertungs-Tool Daten der einzelnen Teilstränge in der Excel-Mappe „Eingabe_Teilstränge“ erfasst werden. Ein Teilstrang ist definiert als ein Leitungsabschnitt ohne Nennweitenveränderung und ohne Abgang oder Verzweigung.

Anhand des Netzplanes werden die Teilstränge definiert und fortlaufend nummeriert. Die Nummerierung kann grundsätzlich willkürlich erfolgen. Es empfiehlt sich aber, mit einer gewissen Logik vorzugehen. Zum Beispiel kann die Nummerierung mit dem ersten Hauptstrang ab Wärmezentrale begonnen werden. Für jeden Teilstrang sind die Attribute nach Tabelle 4.3 zu erfassen.

Tabelle 4.3 Eingabe Teilstränge: Attribute der Teilstränge

Attribute der Teilstränge i	Symbol	Einheit
Jährliche Wärmemenge Wärmeabnehmer/Hausanschluss (optional)	Q_{i_HA}	MWh/a
Thermische Übertragungsleistung	Q^*_{Ti}	kW
Rohrsystem	–	–
Nenndurchmesser	DN	–
Dämmstärke	DS	–
Trassenlänge	L_{Ti}	m
Widerstandsbeiwert Einbauten im Teilstrang (Zeta-Wert)	ζ_{Ti}	–
Teilstrang Hausanschlussleitung (Nein = 0; Ja = 1)	T_{HA}	–
Teilstrang Schlechtpunkt (Nein = 0; Ja = 1)	T_{SP}	–
Teilstrang Standort Druckerhöhung (Nein = 0; Ja = 1)	T_{DES}	–

Die Bestimmung der **thermischen Übertragungsleistung** wird anhand des Beispiels in Bild 4.5 erläutert. Im Beispiel sind ein Wärmeerzeuger (WE) und fünf Wärmeabnehmer (1-5) in der Form eines Strahlennetzes dargestellt. Die einzelnen Teilstränge sind ab der Wärmezentrale fortlaufend nummeriert (T1-T9). Abzweigungen (Teilnetze) werden bis zum Ende durchnummeriert. Im Beispiel hat es zwei Abzweigungen (Teilnetze) von T2-T6 und von T7-T9.

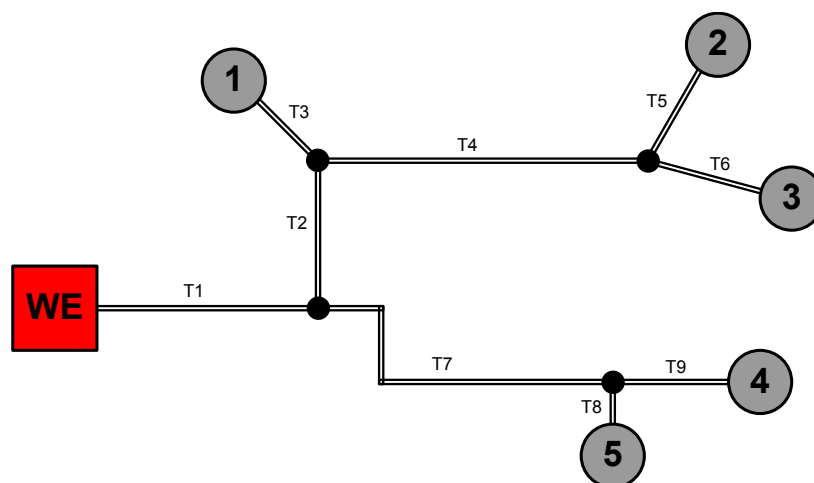


Bild 4.5 Schematische Darstellung für die Nummerierung der Teilstränge.

Für die Bestimmung der thermischen Übertragungsleistung wird am einfachsten mit dem weitest entfernten Hausanschluss begonnen. Als Beispiel wird der Zweig von T7-T9 betrachtet (Tabelle 4.4). Der Teilstrang T9 (Hausanschluss für den Wärmeabnehmer 4) hat einen Wert für die abonnierte Anschlussleistung von 15 kW. Mit dem Hausanschluss T8 erhöht sich der Wert für den Teilstrang der Zweigleitung T7 um den dazugekommenen Hausanschluss um 10 kW, also auf 25 kW. Dasselbe Vorgehen wiederholt sich bis zum letzten Teilstrang bzw. Hauptstrang ab Wärmezentrale.

Tabelle 4.4 Beispiel für die Bestimmung der Übertragungsleistung.

Teilstrang	Bezeichnung	Berechnung	Übertragungsleistung kW
T1	Hauptstrang ab Wärmeerzeugung	T2 + T7	55
T2	Zweigleitung	T3 + T4	30
T3	Hausanschlussleitung Wärmeabnehmer 1	–	10
T4	Zweigleitung	T5 + T6	20
T5	Hausanschlussleitung Wärmeabnehmer 2	–	12
T6	Hausanschlussleitung Wärmeabnehmer 3	–	8
T7	Zweigleitung	T8 + T9	25
T8	Hausanschlussleitung Wärmeabnehmer 5	–	10
T9	Hausanschlussleitung Wärmeabnehmer 4	–	15

Für das Attribut **Rohrsystem** steht im Bewertungs-Tool folgende Auswahl über ein Dropdown-Menü zur Verfügung:

KMR	starre Kunststoffverbundmantelrohre mit Stahlmediumrohr (Stangen)
KMR-Duo	Doppelrohrausführung mit Vor- und Rücklauf in einem mit Dämmmaterial ausgefüllten Kunststoffmantelrohr (Stangen)
MMR	flexible Metallmediumrohre (Rollen und Stangen)
MMR-Duo	Doppelrohrausführung mit Vor- und Rücklauf in einem mit Dämmmaterial ausgefüllten Kunststoffmantelrohr (Rollen und Stangen)
PMR	flexible Kunststoffmediumrohre (Rollen und Stangen)
PMR-Duo	Doppelrohrausführung mit Vor- und Rücklauf in einem mit Dämmmaterial ausgefüllten Kunststoffmantelrohr (Rollen und Stangen)

Als **Neandurchmesser** können für das vorgewählte Rohrsystem die gängigen, auf dem Markt erhältlichen Neandurchmesser über ein Dropdown-Menü gewählt werden (Tabelle 4.5). Es wurden Produkte folgender Firmen berücksichtigt: Brugg Pipesystems, Isoplus Schweiz AG, Logstor.

Tabelle 4.5 Standardmässig verfügbare Nenndurchmesser (grau hinterlegt) für KMR, MMR, und PMR mit Angaben zu Dämmstärke und Duo-Rohr-Ausführung für Produkte von Brugg pipesystems, Isoplus und Logstor.
KMR: Kunststoffverbundmantelrohr; MMR: Metallmediumrohr; PMR: Kunststoffmediumrohr.
DS: Dämmstärken bei KMR, aufsteigend in der Stärke von 1 nach 3.
S: Standard Dämmung bei MMR und PMR; V: Verstärkte Dämmung bei MMR und PMR.

DN	KMR			KMR-Duo			MMR		MMR-Duo		PMR		PMR-Duo	
	DS1	DS2	DS3	DS1	DS2	DS3	S	V	S	V	S	V	S	V
20														
25														
32														
40														
50														
65														
80														
100														
125														
150														
200														
250														
300														
350														
400														
450														
500														
600														
700														
800														
900														
1000														

Als **Dämmstärke** wird die Schichtdicke der Dämmung für den gewählten Rohrtypen als dimensionslose Zahl definiert. Die Schichtdicke der Dämmung ist je nach Rohrtyp, Rohrsystem und Nennweite unterschiedlich. Für KMR-Rohre werden Dämmstärken von 1 bis 3 angeboten, wobei die Dämmstärke 1 die schlechteste und die Dämmstärke 3 die beste Dämmung aufweist. Für MMR- und PMR-Rohre ist normalerweise eine Standard-Dämmstärke (S) und eine Verstärkte-Dämmstärke (V) erhältlich. Im Bewertungs-Tool wird Standard-Dämmstärke als 1 und die Verstärkte-Dämmstärke als 2 definiert (Tabelle 4.5).

Die **Trassenlänge** wird als Länge des Grabens für die Verlegung der Vor- und Rücklaufleitung bezeichnet.

Der **Widerstandsbeiwert Einbauten** im Teilstrang (Zeta-Wert) berücksichtigt Einzelwiderstände wie Krümmer, Diffusoren, Armaturen, etc., welche zusätzlich zum Strömungswiderstand im Rohr Druckverluste verursachen. Der Widerstandsbeiwert Einbauten wird für jeden Teilstrang als Summenwert der Einzelwiderstände für den Vor- und den Rücklauf erfasst. Von zwei möglichen Knoten eines Teilstranges ist lediglich der Endknoten zu beachten (Abzweigung, Durchgang, Verengung, etc.). Beispiel: ein Teilstrang mit DN 100 zweigt von einem anderen Teilstrang (DN 125) ab. Der Anfangsknoten ist wie erwähnt nicht zu beachten. Bis zum Endknoten hat es in diesem Teilstrang zwei 90°-Krümmer, einen Schieber mit geradem Durchgang und am Endknoten verzweigt sich der Teilstrang in zwei weitere Teilstränge (Bild 4.6). In der Tabelle 4.6 sind Werte

(Annahmen) für Einzelwiderstandsbeiwerte nach [8] für das Beispiel in Bild 4.6 dargestellt. In das Eingabefeld im Bewertungs-Tool ist der Gesamtwert für den Vor- und Rücklauf einzusetzen – Zeta-Wert Total = 5.3.

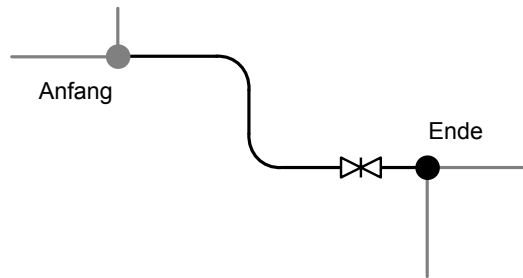


Bild 4.6 Schematische Darstellung für den Widerstandsbeiwert Einbauten im Teilstrang (Zeta-Wert). In diesem Beispiel sind zwei 90°-Krümmer, ein Schieber mit geradem Durchgang und die Verzweigung am Endknoten zu beachten.

Tabelle 4.6 Zahlenbeispiel für die Widerstandsbeiwerte der Einbauten nach [8] für den Teilstrang nach Bild 4.6.

Einzelwiderstand	Zeta-Wert		
	Vorlauf	Rücklauf	Total
90°-Krümmer 1	0.3	0.3	0.6
90°-Krümmer 2	0.3	0.3	0.6
Schieber mit geradem Durchgang	0.3	0.3	0.6
Verzweigung	2	1.5	3.5
Total	2.9	2.4	5.3

Mit dem Attribut **Hausanschlussleitung** wird derjenige Teilstrang auf 1 gesetzt, der eine Hausanschlussleitung darstellt. Alle anderen Teilstränge weisen den Wert 0 auf. Mit diesem Attribut wird die Anzahl der Hausanschlüsse bestimmt.

Mit dem Attribut **Teilstrang Schlechtpunkt** wird derjenige Teilstrang auf 1 gesetzt, der als Leitungsabschnitt zur Leitung von der Wärmezentrale bis zum Schlechtpunkt gehört (in der Regel der weitest entfernte Wärmeabnehmer). Alle anderen Teilstränge weisen den Wert 0 auf. Mit diesem Wert wird die Trassenlänge und der Druckverlust von der Wärmezentrale bis zum Schlechtpunkt bestimmt.

Mit dem Attribut **Standort Druckerhöhung** wird derjenige Teilstrang auf 1 gesetzt, bei der sich die Druckerhöhungsstation befindet. Alle anderen Teilstränge weisen den Wert 0 auf. Mit diesem Wert wird im Druckschaubild die Druckerhöhungsstation sichtbar gemacht.

Für jeden Teilstrang werden Zusatz-Informationen aufbereitet (Tabelle 4.7).

Tabelle 4.7 Eingabe Teilstränge: Zusatz-Informationen

Zusatz-Informationen Teilstrang	Symbol	Einheit
Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer/Hausanschluss (optional)	τ_{WAI}	h/a
Dimensionierung Teilstrang	–	–
Optimaler Nenndurchmesser	DN_{opt}	–
Anzahl-Nennweiten von Optimum entfernt	n_{opt}	–

Die **Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer/Hausanschluss** werden nur ausgegeben, wenn eine jährliche Wärmemenge angegeben wurde (optionale Eingabe).

Mit der **Dimensionierung Teilstrang** wird die Nennweite des Teilstranges beurteilt. Die Beurteilung erfolgt aufgrund der Vorgabe maximaler Strömungsgeschwindigkeiten nach [9]. Bei der Beurteilung wird der aktuelle Volumenstrom im Teilstrang auf Basis der Leistungs- und Temperaturangaben (aktuelle Strömungsgeschwindigkeit • Querschnittsfläche Mediumrohr) mit dem maximal erlaubten Volumenstrom für den angegebenen Rohrtyp und Nenndurchmesser nach [9] verglichen (maximal erlaubte Strömungsgeschwindigkeit • Querschnittsfläche Mediumrohr).

Folgende Beurteilung kann sich für jeden einzelnen Teilstrang ergeben:

„zu klein“: Die Nennweite des Rohres ist zu klein bzw. die Strömungsgeschwindigkeit zu gross.

„ok“: Die Nennweite ist optimal, da die Strömungsgeschwindigkeit im optimalen Bereich liegt.

„zu gross“: Die Nennweite des Rohres ist zu gross bzw. die Strömungsgeschwindigkeit zu klein.

Von QMH [10] wird eine Auslegung auf einen mittleren spezifischen Druckabfall von 150 bis 200 Pa/m für den Schlechtpunkt empfohlen. Der Schlechtpunkt entspricht in den meisten Fällen der Fernwärmeleitung von der Wärmezentrale bis zum weitest entfernten Wärmeabnehmer im Netz.

Bei einer konsequenten Auslegung der einzelnen Teilstränge auf einen mittleren spezifischen Druckverlust von 150 bis 200 Pa/m wird zwangsläufig nie ein mittlerer Druckverlust von 200 Pa/m erreicht. Das ist darauf zurückzuführen, dass sich in einem längeren Leistungsabschnitt die Leitungsquerschnitte ändern bzw. kleiner werden und durch die unstete Nennweiten-Abstufung der Fernwärmerohre kann nie der kleinstmögliche, optimale Nenndurchmesser für alle Teilstränge eingesetzt werden. Aus diesem Grund und aufgrund von Praxiserfahrungen wird daher eine Auslegung der einzelnen Teilstränge auf einen maximalen spezifischen Druckabfall von 250 bis 300 Pa/m für den geplanten Endausbau bei Auslegetemperatur empfohlen. Damit wird der maximale spezifische Druckabfall an maximal 500 Betriebsstunden pro Jahr erreicht und an allen anderen Tagen im Jahr ist das Fernwärmenetz sozusagen „überdimensioniert“.

Für die Dimensionierung der Leitungsrohre werden auch Richtwerte von maximalen Strömungsgeschwindigkeiten angegeben. Das Bild 4.7 zeigt verschiedene Empfehlungen im Vergleich mit konstanten spezifischen Druckverlusten von 100 Pa/m, 200 Pa/m und 300 Pa/m, die anhand der Näherungsformel für den Widerstandsbeiwert im Übergangsbereich [11] unter Annahme von Rohrreibungsbeiwerten von 0.020 für DN 20, 0.016 für DN 80 und 0.015 für DN 400 berechnet wurden. Der Vergleich zeigt, dass z.B. die Empfehlungen nach ÖKL [9] für Haupt- und Zweigleitungen bis DN150 zu einer ähnlichen Auslegung wie die Berücksichtigung von max. Druckverlusten bei etwas weniger als 300 Pa/m führt.

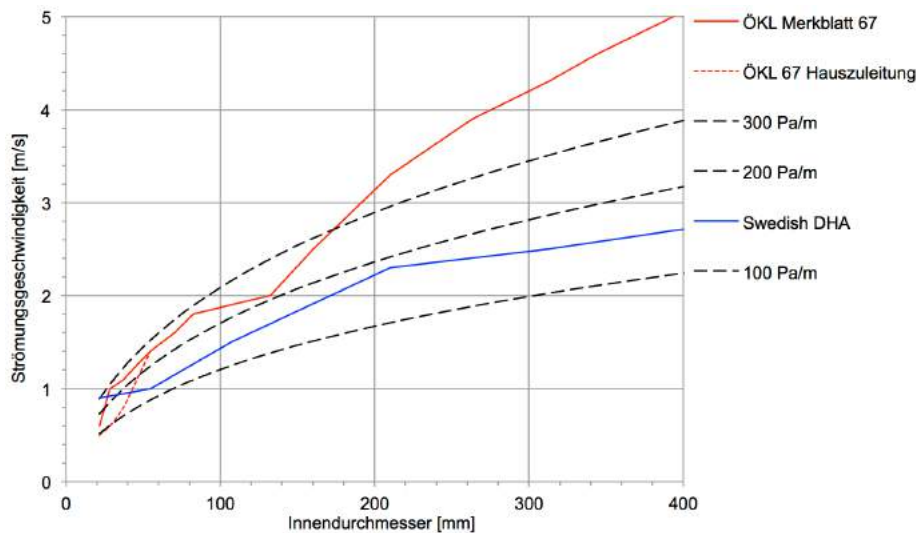


Bild 4.7 Strömungsgeschwindigkeiten in Funktion des Innendurchmessers:

- Empfehlungen für maximale Fließgeschwindigkeit nach ÖKL Merkblatt 67 [9]
- Empfehlungen Swedish District Heating Association (DHA) [12]
- Druckverluste von 100 Pa/m, 200 Pa/m und 300 Pa/m [1].

Im Feld **Optimaler Nenndurchmesser** wird der optimale Nenndurchmesser für den definierten Lastfall angegeben. Die Dimensionierung der Nennweite sollte nur für den Auslegungsfall oder für die Extremsituation bei sehr kalter Witterung und hoher Belegung (hoher Gleichzeitigkeitsfaktor) beurteilt werden. Bei Fällen mit geringerer Wärmelast wird das Netz immer überdimensioniert sein.

Mit der Angabe **Anzahl-Nennweiten von Optimum entfernt** ist auf einen Blick die Anzahl der Nennweiten vom Optimum ersichtlich.

In Bild 4.8 ist ein Beispiel für die Excel-Mappe „Eingabe_Allgemein“ dargestellt. Zu sehen ist das Eingabefenster bis zum Teilstrang Nummer 8. Es können insgesamt 400 Teilstränge definiert werden.

Eingabe Teilstränge		Teilstrang	1	2	3	4	5	6	7	8
Jährliche Wärmemenge Wärmeabnehmer/Hausanschluss	MWh/a									
thermische Übertragungsleistung	kW		12710	12710	8	12702	12702	384	35	349
Rohrtyp	–		KMR	KMR_Duo	KMR	KMR_Duo	KMR	KMR	KMR	KMR
Nenndurchmesser	DN		150	150	20	150	150	50	20	50
Dämmstärke	–		2	1	2	1	2	2	2	2
Trassellänge	m		250	660	6	1550	13	57	54	167
Widerstandsbeiwert Einbauten im Teilstrang (Zeta-Wert)	–		4	4	4	4	4	4	4	4
Hausanschlussleitung	Nein=0 Ja=0		0	0	1	0	0	0	1	0
Teilstrang ungünstigster Wärmeabnehmer/Hausanschluss	Nein=0 Ja=1		1	1	0	1	1	0	0	0
Standort Druckerhöhung	Nein=0 Ja=1		0	0	0	0	0	0	0	0
Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer/Hausanschluss	h/a									
Dimensionierung Teilstrang	–		ok	ok	ok	ok	ok	zu Gross	ok	zu Gross
Optimaler Nenndurchmesser	–		150	150	20	150	150	32	20	32
Anzahl-Nennweiten von Optimum entfernt	–		0	0	0	0	0	2	0	2

Bild 4.8 Beispiel für die Darstellung der Excel-Mappe „Eingabe_Teilstränge“ im Bewertungs-Tool.

4.5 Berechnung

4.5.1 Berechnung der Wärmeverluste

4.5.1.1 Grundlagen

Die Wärmeverluste der Fernwärmeverteilung werden durch das Rohrsystem (Material, Dimensionierung, Dämmstärke, Verlegung, etc.) und die Betriebsbedingungen des Fernwärmenetzes (Temperatur-Niveau, Temperaturspreizung, Betriebsregime, etc.) beeinflusst.

Für die Bestimmung der Wärmeverluste gibt es grundsätzlich zwei Ansätze.

Erstens können die Wärmeverluste anhand von Wärmezählerdaten bestimmt werden, indem die jährlich ins Netz eingespeiste Wärmemenge mit der gesamthaft an die Wärmeabnehmer gelieferten Wärmemenge verglichen werden. Mitberücksichtigt werden dabei auch Strahlungs- und Konvektionsverluste von Übergabestationen, Pumpen, Armaturen, etc.. Mit dieser Methode kann der Wärmeverlust jedoch erst im Betrieb gemessen werden.

Zweitens können die Wärmeverluste anhand von Netzplänen und Daten der eingesetzten Rohrsysteme abgeschätzt werden. Im Vergleich mit der ersten Methode sollte die zweite einen tieferen Wert aufweisen, da die erwähnten Konvektions- und Strahlungsverluste in der Regel nicht mitberücksichtigt werden.

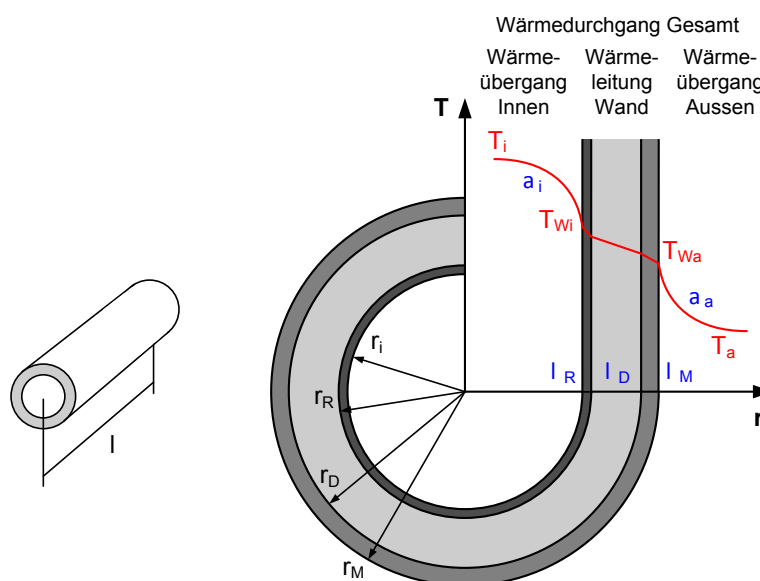


Bild 4.9 Darstellung des Wärmedurchgangs durch ein wärmegeädmmtes Rohr.

Bei oberirdischen (luftumspülten) Rohrleitungen wird der Wärmedurchgangskoeffizient U für wärmegeädmmte Rohre auf den Rohrrinnenradius des medienführenden Innenrohres r_i bezogen, da dieser für die hydraulischen Berechnungen zur Anwendung kommt.

Bezogen auf das Bild 4.9 berechnet sich der Wärmedurchgangskoeffizient U_i in $W/(m^2 \cdot K)$ mit dem Innenradius als Bezugsgrösse wie folgt:

$$U_i = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_i} + \frac{r_i}{\lambda_R} \ln\left(\frac{r_R}{r_i}\right) + \frac{r_i}{\lambda_D} \ln\left(\frac{r_D}{r_R}\right) + \frac{r_i}{\lambda_M} \ln\left(\frac{r_M}{r_D}\right) + \frac{r_i}{r_M \alpha_a}} \quad 4.8$$

Mit den im Heizungsbau üblich eingesetzten Materialien, Rohrdurchmessern und Strömungsgeschwindigkeiten kann auf den inneren Wärmeübergangswiderstand und auf die Wärmeleitwiderstände der Rohre verzichtet werden. Für α_a ist der äussere Gesamtwärmeübergangskoeffizient α_a bestehend aus Konvektions- und Strahlungsanteil einzusetzen. Für wärmegeämmte Rohre in Gebäuden und Kanälen kann ein Mittelwert von ungefähr $\alpha_a = 9.7 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ eingesetzt werden. Für Freileitungen ist der Wärmeübergangskoeffizient stark von der angenommenen Windgeschwindigkeit abhängig. Als Mittelwert kann $\alpha_a = 23.2 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ angesetzt werden. Der Wärmedurchgangskoeffizient U wird daher auf den Rohraussenradius des Medienführenden Rohres r_R bezogen. Die genannten Vereinfachungen führen zu folgendem Ausdruck [8]:

$$U_R = \frac{1}{\frac{r_R}{\lambda_D} \ln\left(\frac{r_D}{r_R}\right) + \frac{r_R}{r_D \alpha_a}} \quad 4.9$$

Multipliziert mit der massgebenden Oberfläche der Rohrleitung in m^2

$$A_R = 2 \pi l r_R \quad 4.10$$

und dem Temperaturunterschied zwischen Innen und Aussen in K

$$\Delta T = T_a - T_i \quad 4.11$$

ergibt sich für den Wärmeverluststrom in W folgende Gleichung:

$$\dot{Q}_V = U_R A_R \Delta T = \frac{2 \pi l (T_a - T_i)}{\frac{1}{\lambda_D} \ln\left(\frac{r_D}{r_R}\right) + \frac{1}{r_D \alpha_a}} \quad 4.12$$

Der spezifische Wärmeverluststrom pro Meter in W/m ergibt dann:

$$\dot{q}_V = \frac{\dot{Q}_V}{l} = \frac{2 \pi (T_a - T_i)}{\frac{1}{\lambda_D} \ln\left(\frac{r_D}{r_R}\right) + \frac{1}{r_D \alpha_a}} \quad 4.13$$

4.5.1.2 Erdverlegte Leitungen

Fernwärmenetze werden heute in der Regel in erdverlegten Fernwärmerohren ausgeführt. Stahl- oder Kunststoffmedienrohre sind fest mit einer Wärmedämmung versehen und von einem Mantelrohr umhüllt. Die Berechnung der Wärmeverlustströme ist kompliziert, da die Wärmeleitung mindestens zweidimensional wirkt. Zudem werden als Randbedingungen die Temperatur am Rohrumfang, die Aussenlufttemperatur an der Erdoberfläche und die Grundwassertemperatur in vorgegebener Tiefe benötigt. Für exakte Berechnungen müsste die instationäre Wärmeleitung mit Kenntnis der Temperaturen als Zeitfunktion berücksichtigt werden. Die numerische Berechnung kann dazu mit der Methode der finiten Elemente erfolgen. Dies ist jedoch aufwändig und nicht verallgemeinerbar und setzt Kenntnisse über das genaue Temperaturregime der betrachteten Netzteilstrecke als Zeitfunktion voraus [8]. In guter Näherung kann der Wärmetransport jedoch auch als stationärer Vorgang behandelt werden. Die Gründe dafür sind gemäss [8]:

- Im Dämmmaterial des Rohres werden etwa 80% bis 90% der Temperaturdifferenz (Rohr zu Erdoberfläche) abgebaut. Wegen der relativ geringen Schichtdicke ist der Temperaturverlauf im Mantel näherungsweise als quasi-stationär anzusehen.
- Die zeitliche Betriebsweise des Netzes ist im Allgemeinen nicht genau bekannt. Temperaturschwingungen mit kurzen Periodendauern beeinflussen die Erdreichtemperatur infolge der grossen Dämpfung nur in unmittelbarer Rohrnähe und können vernachlässigt werden.
- Für die Aussentemperaturen der Erdoberfläche bzw. der Aussenluft und des Grundwassers werden analog der genormten Berechnung für den Wärmeverlust erdreichberührender Bauteile zeitliche Mittelwerte verwendet.

Für die erdverlegte Fernwärmerohre müssen zusätzlich die Wärmeleitung vom Erdreich an die Umgebung und der gegenseitige Einfluss der beiden Rohrleitungen aufeinander berücksichtigt werden. Wie in Bild 4.10 ersichtlich, ist als minimale Dämmstärke des Erdreichs gegenüber der Umgebung die Überdeckungshöhe h_0 und der lichte Rohrabstand a zwischen den beiden Rohrleitungen zu beachten. Wie in 4.5.1.1 wird auf die Wärmeleitwiderstände der Rohre (Stahlmedium- und Kunststoffmantelrohr) verzichtet.

Der Gesamt-Wärmedurchgangskoeffizient setzt sich dabei aus folgenden drei Anteilen zusammen:

- Wärmeleitung durch das Dämmmaterial des Rohres
- Wärmeleitung durch das Erdreich
- Gegenseitiger Einfluss der beiden Rohrleitungen.

Zur Vereinfachung wird im weiteren Verlauf ausschliesslich auf erdverlegte Fernwärmeleitungen mit starren Stahlmediumrohren in Einzelrohrausführung (KMR) eingegangen. Die Berechnung kann auch auf flexible Rohrsysteme wie MMR und PMR angewendet werden, wenn die Masse und Daten zur Verfügung stehen.

Für Doppelrohr-Systeme werden die Berechnungen wesentlich aufwändiger und zudem zusätzliche Daten zum Rohraufbau benötigt. Aus diesem Grund wird für Doppelrohr-Systeme auf Angaben der Rohrhersteller verwiesen.

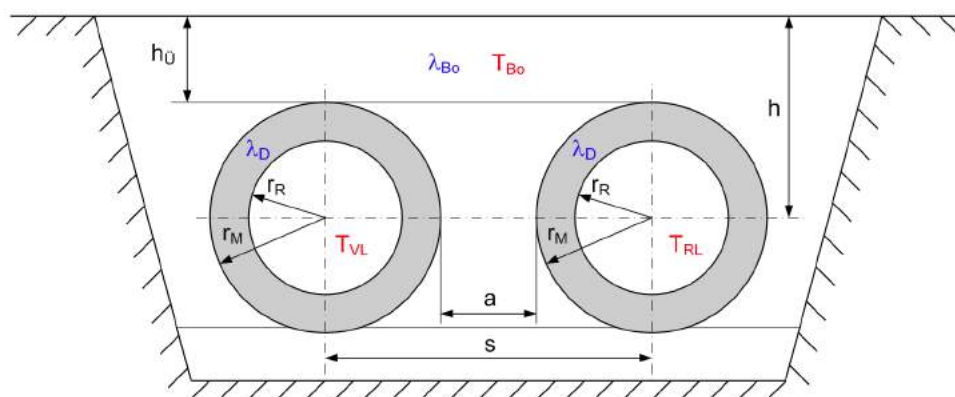


Bild 4.10 Schematische Darstellung von erdverlegten Fernwärmerohren in Einzelrohrausführung.

Für die vereinfachte Berechnung des spezifischen Wärmeverluststroms für erdverlegte Fernwärmeleitungen mit starren Stahlmediumrohren in Einzelrohrausführung gelten folgende Einschränkungen:

- Mediumrohr aus Stahl
- Mantelrohr aus Kunststoff (PE)
- Mit dem Medium- und Mantelrohr festverbundener Polyurethan-Schaum als Dämmmaterial
- Vor- und Rücklaufleitung haben den selben Nenndurchmesser
- Berechnung erfolgt jeweils nur für einen Teilstrang (Vor- und Rücklauf) einzeln.

Aus [12] wurde folgender Zusammenhang für den Wärmeübergangskoeffizienten in $W/(m^2 K)$ von zwei erdverlegten Einzelrohren übernommen. Der Wärmeübergangskoeffizient gilt jedoch nur für eines der beiden Einzelrohre. Die Bezugsgrösse ist der Aussenradius des Stahl-Mediumrohres r_R , da der Temperaturabfall durch das Stahlrohr sehr gering ist:

$$U_R = \frac{1}{\underbrace{\frac{r_R}{\lambda_D} \ln\left(\frac{r_M}{r_R}\right)}_{\text{Dämmung}} + \underbrace{\frac{r_R}{\lambda_{Bo}} \ln\left(\frac{4h}{r_M}\right)}_{\text{Erdreich}} + \underbrace{\frac{r_R}{\lambda_{Bo}} \ln\left\{\left[\left(\frac{2h}{s}\right)^2 + 1\right]^{0.5}\right\}}_{\text{Gegenseitiger Einfluss}}} \quad 4.14$$

Die Verlegetiefe h in m kann in Abhängigkeit der minimalen Überdeckungshöhe h_U folgendermassen ausgedrückt werden:

$$h = h_U + r_M \quad 4.15$$

Der horizontale Rohrabstand s in m kann in Abhängigkeit des lichten Rohrabstandes a wie folgt berechnet werden:

$$s = a + 2r_M \quad 4.16$$

Durch das Einsetzen der Verlegetiefe h und des horizontalen Rohrabstandes s ergibt sich für den Wärmeübergangskoeffizienten in $W/(m^2 K)$ folgender Ausdruck:

$$U_R = \frac{1}{\frac{r_R}{\lambda_D} \ln\left(\frac{r_M}{r_R}\right) + \frac{r_R}{\lambda_{Bo}} \ln\left(\frac{4(h_U + r_M)}{r_M}\right) + \frac{r_R}{\lambda_{Bo}} \ln\left\{\left[\left(\frac{2(h_U + r_M)}{a + 2r_M}\right)^2 + 1\right]^{0.5}\right\}} \quad 4.17$$

Die massgebende Oberfläche in m^2 berechnet sich wie nach 4.10 jedoch zusammen für die Vor- und Rücklaufleitung. Die Bezugsgrösse ist der Aussenradius des Stahl-Mediumrohres r_R .

$$A_{VR} = 2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot L \cdot r_R = 4 \cdot \pi \cdot L \cdot r_R \quad 4.18$$

Der Temperaturunterschied für erdverlegte Leitungen in K berechnet sich aus der Differenz zwischen der Betriebsmitteltemperatur Auslegung T_B (4.4) und der mittleren Bodentemperatur T_{Bo} wie folgt:

$$\Delta T_L = T_B - T_{Bo} = \frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} - T_{Bo} \quad 4.19$$

Der Wärmeverluststrom für die Vor- und Rücklaufleitung eines Teilstranges in W berechnet sich aus 4.17, 4.18 und 4.19 wie folgt:

$$\dot{Q}_V = U_R A_{VR} \Delta T_L$$

$$\dot{Q}_V = \frac{4 \pi L \left(\frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} - T_{Bo} \right)}{\frac{1}{\lambda_D} \ln \left(\frac{r_M}{r_R} \right) + \frac{1}{\lambda_{Bo}} \ln \left(\frac{4(h_U + r_M)}{r_M} \right) + \frac{1}{\lambda_{Bo}} \ln \left\{ \left[\left(\frac{2(h_U + r_M)}{a + 2r_M} \right)^2 + 1 \right]^{0.5} \right\}}$$
4.20

Der spezifische Wärmeverluststrom pro Trassenmeter in W/m ergibt dann:

$$\dot{q}_V = \frac{\dot{Q}_V}{L}$$

$$\dot{q}_V = \frac{4 \pi \left(\frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} - T_{Bo} \right)}{\frac{1}{\lambda_D} \ln \left(\frac{r_M}{r_R} \right) + \frac{1}{\lambda_{Bo}} \ln \left(\frac{4(h_U + r_M)}{r_M} \right) + \frac{1}{\lambda_{Bo}} \ln \left\{ \left[\left(\frac{2(h_U + r_M)}{a + 2r_M} \right)^2 + 1 \right]^{0.5} \right\}}$$
4.21

4.5.1.3 Spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter Rohrleitung

Die jährlichen Wärmeverluste eines Wärmenetzes können mit dem spezifischen Wärmeverlust pro Trassenmeter Rohrleitung, der mittleren Betriebsmitteltemperatur und der jährlichen Betriebszeit des Wärmenetzes vereinfacht berechnet werden.

Der spezifische Wärmeverlust pro Trassenmeter Rohrleitung (Vor- und Rücklauf) berechnet sich aus dem Wärmeübergangskoeffizienten, der massgebenden Oberfläche und der Länge der Rohrleitung. Zudem können diese Angaben meistens aus Produktinformationen der Rohrsystemhersteller für die Kalkulierung entnommen werden (Bild 4.11).

$$\dot{q}_{V-L} = \frac{U_R A_{VR}}{L} = \frac{U_R 4 \pi L r_R}{L} = U_R 4 \pi r_R$$

$$\dot{q}_{V-L} = \frac{4 \pi}{\frac{1}{\lambda_D} \ln \left(\frac{r_M}{r_R} \right) + \frac{1}{\lambda_{Bo}} \ln \left(\frac{4(h_U + r_M)}{r_M} \right) + \frac{1}{\lambda_{Bo}} \ln \left\{ \left[\left(\frac{2(h_U + r_M)}{a + 2r_M} \right)^2 + 1 \right]^{0.5} \right\}}$$
4.22

Die Einheit des spezifischen Wärmeverlustes pro Trassenmeter Rohrleitung ist Watt pro Trassenmeter und Kelvin [W/(m K)].

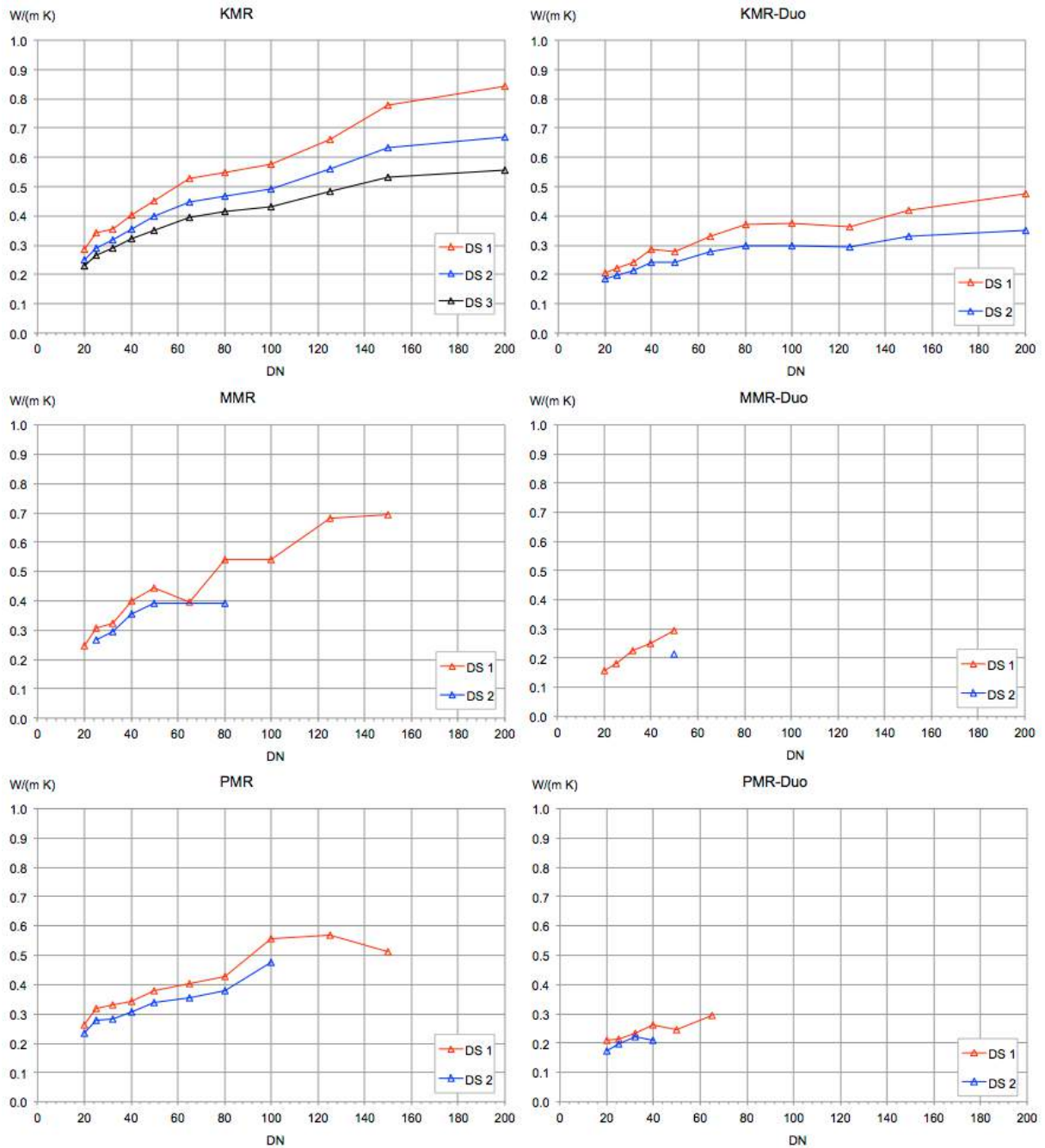


Bild 4.11 Spezifische Wärmeverluste pro Trassenmeter Rohrleitung bis DN200 für KMR-, MMR- und PMR-Rohre. Auf der rechten Seite sind jeweils die gängigen Doppelrohr-Ausführungen aufgeführt. Die Einzelrohre sind gemäss Gleichung 4.22 berechnet. Die Angaben zu den Doppelrohr-Ausführungen basieren auf Produktinformationen von Brugg Pipesystems, Isoplus und Logstor. Die Berechnungen für die Einzelrohre basieren auf folgenden Annahmen:

- Wärmeleitfähigkeit Boden $\lambda_{B0} = 1.2 \text{ W/(m K)}$
- Wärmeleitfähigkeit Dämmmaterial $\lambda_D = 0.03 \text{ W/(m K)}$
- mittlere Überdeckungshöhe $h_0 = 0.6 \text{ m}$
- lichter Rohrabstand $a = 0.2 \text{ m}$.

4.5.1.4 Jährliche Wärmeverluste

Die Wärmeverluste der Wärmeverteilung beeinflussen die Wirtschaftlichkeit einer Anlage und sind abhängig von Anschlussdichte, Betriebsdauer (Ganzjahres- oder Saisonbetrieb), Temperaturniveau, Dimensionierung und Dämmstärke der Rohrleitung. Die jährlichen Wärmeverluste werden üblicherweise auf die jährlich ins Netz eingespeiste Wärmemenge bezogen und in Prozent angegeben.

Gemessene Wärmeverluste

Im Betrieb können die Wärmeverluste anhand von Wärmezählerdaten bestimmt werden, indem die jährlich ins Netz eingespeiste Wärmemenge mit der gesamthaft an die Wärmeabnehmer gelieferten Wärmemenge verglichen werden. Mitberücksichtigt werden dabei Strahlungs- und Konvektionsverluste von Übergabestationen, Pumpen, Armaturen, etc. Die Differenz zwischen der jährlich ins Netz eingespeisten Wärmemenge und der gesamthaft an die Wärmeabnehmer gelieferten Wärmemenge bezogen auf die jährlich ins Netz eingespeiste Wärmemenge ergibt der jährlichen Wärmeverlust.

$$q_{v_a} = \frac{\text{jährliche Wärmeverluste Wärmeverteilung}}{\text{jährlich zugeführte Wärmemenge Wärmenetz}} 100\%$$

Berechnete Wärmeverluste

Die Wärmeverluste können anhand von Netzplänen und Daten der eingesetzten Rohrsysteme abgeschätzt werden. Im Vergleich mit der gemessenen Methode sollte die Berechnung einen tieferen Wert aufweisen, da die erwähnten Konvektions- und Strahlungsverluste in der Regel nicht mitberücksichtigt werden. Für die Berechnung des jährlichen Wärmeverlustes der Wärmeverteilung braucht es neben der Information zum spezifischen Wärmeverlust pro Trassenmeter Rohrleitung nach Kapitel 4.5.1.3 die mittlere Betriebsmitteltemperatur T_{B_m} nach Gleichung 4.5. Diese muss nur bei gleitender Vorlauftemperatur in Abhängigkeit der Aussen-temperatur bestimmt werden, während sie bei konstanter Vor- und Rücklauf-temperatur der Betriebsmitteltemperatur Auslegung nach Gleichung 4.4 entspricht.

Weiter muss der Temperaturunterschied zum Erdreich berücksichtigt werden. Der mittlere Temperaturunterschied in K für die erdverlegte Rohrleitung berechnet sich aus der Differenz zwischen der mittleren Betriebsmitteltemperatur T_{B_m} und der mittleren Bodentemperatur T_{Bo} wie folgt:

$$\Delta T_{L_m} = T_{B_m} - T_{Bo} = \frac{T_{VL_m} + T_{RL_m}}{2} - T_{Bo} \quad 4.23$$

Der jährliche Wärmeverlust für einen Teilstrang in kWh/a berechnet sich aus dem spezifischen Wärmeverlust pro Trassenmeter Rohrleitung, dem mittleren Temperaturunterschied für die erdverlegte Rohrleitung, der Länge des Trassenabschnittes und der jährlichen Betriebszeit des Netzes wie folgt:

$$Q_{V_a_i} = \frac{\dot{q}_{V_L} \Delta T_{L_m} L}{1000} \tau_N \quad 4.24$$

Der jährliche Wärmeverlust der Wärmeverteilung in kWh/a berechnet sich aus der Summe der Wärmeverluste der einzelnen Teilstränge:

$$Q_{V_a} = \sum Q_{V_a_i} \quad 4.25$$

Die jährlichen Wärmeverluste werden ebenfalls auf die jährlich ins Netz eingespeiste Wärmemenge bezogen und in Prozent angegeben:

$$q_{V_a} = \frac{Q_{V_a}}{Q_{N_zu_a}} 100\% \quad 4.26$$

4.5.1.5 Abkühlung des Wärmeträgers über die Transportdistanz

Aufgrund der Wärmeverluste in den Fernwärmeleitungen kühlt sich das Wärmeträgermedium entlang der Transportdistanz ab. Dies gilt für die Vor- und auch für die Rücklaufleitung. Für den Fernwärmebetreiber ist der Temperaturabfall der Vorlaufleitung von besonderer Bedeutung, da eine vertraglich vereinbarte Vorlauftemperatur bei der Wärmeübergabe garantiert wird. Der Temperaturabfall von der Wärmezentrale bis zum weitest entfernten Wärmeabnehmer berechnet sich vereinfacht auf Basis der Gleichung für den Wärmestrom wie folgt:

$$\dot{Q} = \dot{m} c_{pW} \Delta T \quad 4.27$$

Somit gilt für den Temperaturunterschied:

$$\Delta T = \frac{\dot{Q}}{\dot{m} c_{pW}} \quad 4.28$$

Durch Einsetzen des Wärmeverluststroms für die Vorlaufleitung in jedem Teilstrang und Berücksichtigung des darin fließenden Massenstroms ergibt sich der Temperaturabfall in der Vorlaufleitung in diesem Teilstrang als:

$$\Delta T_A = \frac{\dot{Q}_V}{2 \dot{m} c_{pW}} \quad 4.29$$

Eine genauere Berechnung der Abkühlung der Vorlauftemperatur in Funktion der Distanz für einen erdverlegten Teilstrang ergibt folgende Gleichung [8] (die Vorlauftemperatur am Eintritt des Teilstranges T_{VL_i0} wird dabei als konstant angenommen):

$$T_{VL_i1} = T_{Bo} + (T_{VL_i0} - T_{Bo}) e^{-\frac{k_R 2 \pi r_R L}{c_{pW} \dot{m}}} \quad 4.30$$

Der Temperaturabfall im Teilstrang der Vorlaufleitung kann folgendermassen berechnet werden:

$$\begin{aligned} \Delta T_A &= T_{VL_i0} - T_{VL_i1} \\ \Delta T_A &= T_{VL_i0} - \left[T_{Bo} + (T_{VL_i0} - T_{Bo}) e^{-\frac{U_R 2 \pi r_R L}{c_{pW} \dot{m}}} \right] \end{aligned} \quad 4.31$$

Die Abkühlung des Wärmeträgers in der Vorlaufleitung für eine bestimmte Transportdistanz berechnet sich aus der Summe der einzelnen Temperaturabfälle in den zu betrachtenden Teilsträngen wie folgt.

$$\Delta T_{A_Ges} = \sum \Delta T_A \quad 4.32$$

Die Vorlauftemperatur am Ende der betrachteten Teilstränge berechnet sich aus der Differenz zwischen der Vorlauftemperatur an der Einspeisestelle und der Abkühlung in der Vorlaufleitung für die gesamte Transportdistanz wie folgt:

$$T_{VL_1} = T_{VL_0} - \Delta T_{A_Ges} \quad 4.33$$

4.5.2 Berechnung des Druckverlustes

4.5.2.1 Druckverlust gerader Rohrleitungen

Die Strömungsverluste in Rohrleitungsanlagen setzen sich zusammen aus den Druckverlusten der geraden Leitungsabschnitte sowie der Summe aus Einzelverlusten, die aus Rohrleitungseinbauten wie Krümmer, Abzweigstücken, Querschnittsveränderungen, Apparaten usw. herrühren [11].

Der Druckverlust durch Rohrreibung für gerade Rohrleitungsstücke wird folgendermassen bestimmt:

$$\Delta p_V = \lambda \frac{l}{d_R} \rho_w \frac{w_m^2}{2} \quad 4.34$$

Der Druckverlust für Rohrleitungseinbauten kann folgendermassen bestimmt werden:

$$\Delta p_V = \zeta \rho_w \frac{w_m^2}{2} \quad 4.35$$

Der Zusammenhang zwischen dem Widerstandsbeiwert für Einbauten ζ und dem Rohrwiderstandsbeiwert der Rohrströmung λ für einen Leitungsabschnitt ist folgender:

$$\zeta = \lambda \frac{l}{d_R} \quad 4.36$$

Ab einer Reynolds-Zahl grösser als 2320 schlägt die laminare Strömung in eine turbulente Strömung um. Die Reynolds-Zahl ist folgendermassen definiert:

$$Re = \frac{w_m d_R}{\nu} \quad Re > 2320 \rightarrow \text{turbulente Strömung} \quad 4.37$$

Anhand von gängigen mittleren Strömungsgeschwindigkeiten w_m in Fernwärmeleitungen kann grundsätzlich eine turbulente Rohrströmung vorausgesetzt werden. Der Rohrwiderstandsbeiwert der Rohrströmung λ ist somit abhängig von der dimensionslosen Reynolds-Zahl und der Rauheit des Rohres.

Mit der Reynolds-Zahl Re , dem Innendurchmesser d_R und der Rohrrauheit k kann in einem Moody-Diagramm der Rohrwiderstandsbeiwert der Rohrströmung λ für einen Leitungsabschnitt herausgelesen werden. Die Rohrrauheit k für verschiedene Rohre und Rohrwerkstoffe zeigt Tabelle 4.8. Als Richtwert für Fernwärmeleitungen wird ein Wert von ≤ 0.01 mm empfohlen [13].

Es ist jedoch ratsam, die folgenden Gleichungen für die Bestimmung des Rohrwiderstandsbeiwertes zu benutzen. Dabei ist die laminare Unterschicht von grosser Bedeutung für den Turbulenzgrad bzw. den Druckverlust. Für die Rohrrauheiten k , die ja zusätzliche Turbulenzerzeuger darstellen, ist insbesondere entscheidend, ob sie von der laminaren Unterschicht mehr oder weniger abgedeckt wird. Es wird dabei zwischen drei charakteristischen Rauheitsbereichen der turbulenten Strömung unterschieden [11].

Hydraulisch Glatt:

Die laminare Unterschicht deckt die Rohrrauheit k komplett zu. Die Rohrströmung, welche praktisch eine turbulente Grenzschicht darstellt, gleitet an der laminaren Unterschicht entlang. Die Turbulenz entsteht von selbst in der Kernströmung (Wirbelbildung) und ist somit lediglich von der Reynolds-Zahl abhängig [11].

Gültigkeitsbereich:
$$2320 < Re < \frac{d_R}{k} \log\left(0.1 \frac{d_R}{k}\right)$$

Näherungsformel:
$$\lambda = \frac{0.309}{\left(\log \frac{Re}{7}\right)^2} \quad 4.38$$

Übergangsbereich:

Mit zunehmender Geschwindigkeit, d.h. dünnerer Unterschicht und/oder grösser werdender relativer Rohrrauheit k beginnen Rauheitsspitzen aus der laminaren Unterschicht herauszuragen. Die Turbulenz bzw. der Rohrwiderstandsbeiwert der Rohrströmung λ hängt sowohl von k/d_R als auch von der Reynolds-Zahl ab [11].

Gültigkeitsbereich:
$$\frac{d_R}{k} \log\left(0.1 \frac{d_R}{k}\right) < Re < 400 \frac{d_R}{k} \log\left(3.715 \frac{d_R}{k}\right)$$

Näherungsformel:
$$\lambda = \frac{0.25}{\left[\log\left(\frac{15}{Re} + \frac{k}{3.715 d_R}\right)\right]^2} \quad 4.39$$

Hydraulisch Rau

Bei noch grösserer Reynolds-Zahl und/oder grösserem k/d_R ragen die Rauheitsspitzen so weit aus der Unterschicht heraus, dass die Energieverluste (Druckverlust) nur durch die starken Wirbel (Turbulenzen), die von diesem Rauheitsgebirge ausgehen, verursacht werden. Der Rohrwiderstandsbeiwert der Rohrströmung λ hängt nur von k/d_R ab [11].

Gültigkeitsbereich:
$$Re > 400 \frac{d_R}{k} \log\left(3.715 \frac{d_R}{k}\right)$$

Näherungsformel:
$$\lambda = \frac{0.25}{\left(\log \frac{3.715 d_R}{k}\right)^2} \quad 4.40$$

Im Bewertungs-Tool wird eine Fallunterscheidung zwischen der Reynolds-Zahl und den Gültigkeitsbereichen der drei charakteristischen Rauheitsbereiche gemacht. Für die weitere Berechnung wird aus dieser Fallunterscheidung der gültige Rohrwiderstandsbeiwert der Rohrströmung λ bestimmt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Rohrströmung **in der Regel** im **Übergangsbereich** stattfindet.

Tabelle 4.8 Rohrrauheit k in mm für verschieden Rohre und Rohrwerkstoffe [14]

*Aus umfangreichen Druckverlustberechnungen und Betriebsdatenauswertungen an bestehenden Fernwärmernetzen geht hervor, dass die in einschlägiger Literatur vorgeschlagenen Rohrrauheiten zu hoch angesetzt sind [13].

Werkstoff	Art	Zustand	k-Wert
Kupfer	gezogen oder	neu (auch Stahlrohre mit angegebenem	0.0013-0.0015
Messing	gepresst	Werkstoffüberzug)	
Bronze			
Leichtmetall			
Glas			
Gummi	Druckschlauch	neu	0.0016
Kunststoff		neu	0.0015-0.007
Stahl	nahtlos	neu	
	(handelsüblich)	- Walzhaut	0.02-0.06
		- gebeizt	0.03-0.04
		- verzinkt	0.07-0.10
	längsnaht-	neu	
	geschweisst	- Walzhaut	0.04-0.10
		- bitumiert	0.01-0.05
		- galvanisiert	0.008
	nahtlos und längs-	gebraucht	
	nahtgeschweisst	- mässig verrostet bzw. leicht verkrustet	0.1-0.2
		empfohlener Richtwert* für die Berechnung des Druckverlustes in Fernwärmeleitungen [13]	0.01
Gusseisen		neu	
		- mit Gusshaut	0.2-0.6
		- bitumiert	0.1-0.2
		gebraucht	0.5-1.5
Faser-Zement		neu	0.03-0.1
Beton		neu	
		- sorgfältig geglättet	0.1-0.2
		- Glattstrich	0.3-0.8
		- mittelrau	1-2
		- rau	2-3

4.5.2.2 Druckverlust von Wellrohren

Der Rohrwidestandsbeiwert der Rohrströmung λ für ein Wellrohr (Bild 4.12) ist im laminaren Bereich ähnlich wie beim glatten Rohr der Reynolds-Zahl umgekehrt proportional. Allgemeingültige Angaben für λ -Beziehungen im turbulenten Bereichen sind in der Literatur selten. Vor allem ist die Reynolds-Zahl-Abhängigkeit noch nicht im gesamten technischen relevanten Bereich gesichert. Für die folgenden Gültigkeitsbereiche gilt nach [15] folgender Ansatz:

Gültigkeitsbereich:

$$5 \cdot 10^4 < \text{Re} < 3 \cdot 10^5$$

$$0.2 < \frac{h}{a} < 0.6$$

$$0.0455 < \frac{h}{d} < 0.0635$$

Näherungsformel:

$$\lambda = 3400 \left(\frac{h}{d} \right)^{4.13} \left(\frac{h}{a} \right)^{2.90} \left(\frac{h}{d} \right)^{-0.7} \text{Re}^{0.193} e^{\left[-3300 \left(\frac{h}{d} \right)^{2.6} \frac{h}{a} \right]} \quad 4.41$$

Einen vereinfachten Ansatz ergibt sich nach [15] für folgenden Gültigkeitsbereich:

Gültigkeitsbereich:

$$\text{Re} = 5 \cdot 10^4$$

$$0.2 < \frac{h}{a} < 1.2$$

Näherungsformel:

$$\lambda = 0.2 \left(\frac{h}{d} \right)^{0.6} \left(\frac{a}{h} \right)^{0.7} \quad 4.42$$

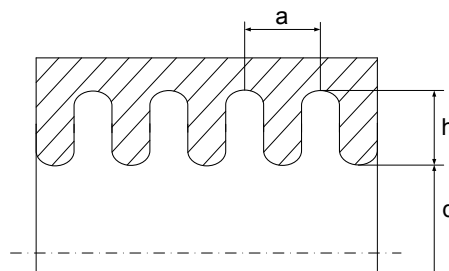


Bild 4.12 Schnitt durch ein Wellrohr mit den für die Berechnung des Rohrwidestandes notwendigen Abmessungen.

Typisch für die turbulente Strömung in Wellrohren ist das Anwachsen der Rohrwidestandsbeiwerte λ bei Reynolds-Zahlen $\text{Re} > 4 \cdot 10^4$. Diese Erscheinung wird auf das Ausbilden unterschiedlicher Wirbelformen (Primär- und Sekundärwirbel) in den Wandausstülpungen zurückgeführt. Herstellungsbedingt haben die gewellten Rohre in der Regel die Form eines Gewindes. Dadurch wird dem Medium neben der Axial- zusätzlich eine Rotationsbewegung aufgeprägt. Dieser Einfluss auf das Widerstandsverhalten ist jedoch gering. Für den Wärmeübergang ist die Intensität der Rotation allerdings entscheidend, da sie „Totwasserzonen“ in den Rillen verhindern kann [15].

Bei identischen Reynolds-Zahlen weisen die Wellrohre im Gegensatz zu glatten Rohren einen deutlich größeren Rohrwidestandsbeiwert λ auf (Faktor 2- bis 15-mal grösser). Damit der spezifische Druckverlust pro

Trassenmeter nicht zu hoch ausfällt, müssen Wellrohre meistens um ein bis zwei Nennweiten grösser ausgelegt werden als glatte Rohre.

4.5.2.3 Druckverlust von Rohrleitungseinbauten

Einbauten wie Krümmer, Abzweigstücke, Ventile usw. erzeugen zusätzliche Druckverluste in einem Rohrsystem. Grundsätzlich ist für die Rohrströmung nach Einbauten bei turbulenter Strömung auf einer Länge von 10 bis 30 d gestört, wodurch sich zusätzlich zu den Verlusten in Ventilen, Wärmeübertragern usw. in der anschliessenden Rohrleitung im Vergleich mit Rohrleitungsverlusten bei geradem Rohr weitere Druckverluste ergeben.

Im sogenannten ζ -Wert (Zeta-Wert) von Einbauten sind alle Verluste enthalten, die sich durch den Einbau einer Armatur gegenüber den Verlusten der geraden Rohrleitung ergeben.

Für ausführliche Berechnungsgleichungen für Rohrleitungseinbauten mit Angaben zu Verlustbeiwerten unterschiedlicher Einbauten wird auf folgende Bücher verwiesen: Glück [15], Wagner [14], Böswirth [11] und (in Englisch) Idelchik [16]. In der weiteren Planung sollten dann auch die Herstellerangaben der jeweiligen Einbauten benutzt werden.

Die Herleitung für die Eingabe des Gesamt-Widerstandsbeiwertes von Einbauten in einem Teilstrang für das Bewertungs-Tool ist in Kapitel 4.4.3 beschrieben.

4.5.3 Berechnete Grössen im Bewertungs-Tool

Die wichtigsten berechneten Grössen werden in der Excel-Mappe „Eingabe_Allgemein“ dargestellt, um direkt auf einer Seite die Eingabedaten mit den Resultaten zu vergleichen. Nachfolgend werden die Berechnungsschritte für die berechneten Grössen gemäss Tabelle 4.9 erklärt.

Tabelle 4.9 Eingabe Allgemein: Berechnete Grössen.

Berechnete Grössen	Symbol	Einheit
Trassenlänge Gesamt	L_{Ges}	m
Trassenlänge Schlechtpunkt	L_{SP}	m
Spezifischer Druckverlust Schlechtpunkt	Δp_{SP}	Pa/m
Differenzdruck Netzpumpe	Δp_{P}	bar
Volumenstrom Netzpumpe	V^*_{P}	m ³ /h
Pumpleistung Netzpumpe	P_{P}	kW
Förderhöhe Netzpumpe	h_{P}	m _{WS}
Netzdruck	p_{N}	bar
Anschlussleistung Total (abonniert)	Q^*_{tot}	kW
Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor	Q^*_{q}	kW
Energiebedarf Wärmeabnehmer	Q_{WA}	MWh/a
Energiebedarf Netzeinspeisung	Q_{N}	MWh/a
Nennleistung Wärmeerzeugung (bei gegebenen VBZ Wärmeerzeuger)	Q^*_{WE}	kW
Wärmeverluste der Wärmeverteilung	q^*_{V}	%/a
Anzahl Hausanschlüsse	n_{HA}	–
Anschlussdichte	AD	MWh/(a m)
Abkühlung Vorlauf bis zum Schlechtpunkt	ΔT_{SP}	K
Vorlauftemperatur beim Schlechtpunkt	$T_{\text{VL_SP}}$	°C
Anzahl Teilstränge	n_{T}	–

Die **Trassenlänge Gesamt** ergibt sich aus der Summe der einzelnen Trassenlängen von jedem einzelnen Teilstrang.

Die **Trassenlänge Schlechtpunkt** entspricht der Summe der Trassenlängen von jedem einzelnen Teilstrang, bei der das Attribut „Teilstrang Schlechtpunkt“, in der Excel-Mappe „Eingabe_Teilstränge“ auf 1 gesetzt wurde.

Der **spezifische Druckverlust Schlechtpunkt** gibt einen Hinweis zur Dimensionierung der Fernwärmeleitungen. Für die Dimensionierung der Fernwärmeleitungen werden Richtwerte von spezifischen Druckverlusten angegeben (siehe in Kapitel 4.4.3 auf Seite 19). Bei der Berechnung des spezifischen Druckverlustes wird der Strang bis zum Schlechtpunkt betrachtet (in der Regel der weitest entfernte Wärmeabnehmer).

Der Druckverlust eines einzelnen Teilstranges wird bestimmt, indem der Druckverlust für die Rohrleitung inkl. den Einbauten (Vor- und Rücklauf) folgendermassen berechnet wird:

$$\Delta p_{V_Ti} = \left(\lambda_{Ti} \frac{2 L_{Ti}}{d_{R_Ti}} + \zeta_{Ti} \right) \rho_w \frac{w_{m_Ti}^2}{2} \quad 4.43$$

Über die Summe der Druckverluste der einzelnen Teilstränge für den Schlechtpunkt wird der Druckverlust für den Schlechtpunkt bestimmt (Vor- und Rücklauf zusammen):

$$\Delta p_{V_SP} = \sum_{i=1}^{i=n} \Delta p_{V_Ti} \quad 4.44$$

Wird der Druckverlust für den Schlechtpunkt durch die Länge der Vor- und Rücklaufleitung des Stranges zum Schlechtpunkt dividiert (zweimal Trassenlänge), resultiert daraus der spezifische Druckverlust für den Schlechtpunkt in Pa/m (pro Meter Leitungsrohr).

$$\Delta p_{SP} = \frac{\Delta p_{V_SP}}{2 L_{SP}} = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} \Delta p_{V_Ti}}{2 L_{SP}} \quad 4.45$$

Der **Differenzdruck Netzpumpe** berechnet sich aus dem Druckverlust für den Schlechtpunkt und dem Druckabfall für den Hausanschluss. Der Differenzdruck über der Netzpumpe ist der dynamische Druck im Netz, welcher im Betrachtungsfall durch die Netzpumpe zu überwinden ist und entspricht dem Druckverlust im Netz.

$$\Delta p_P = \Delta p_{SP} + \Delta p_{HA} \quad 4.46$$

Der Druckabfall für den Hausanschluss kann im Bewertungs-Tool als Parameter frei definiert werden. Standardmässig wird ein Wert von 0.8 bar bzw. 80'000 Pa vorgegeben.

Ist eine Druckerhöhungsstation im Netz eingeplant (Wert „Förderhöhe Druckerhöhungsstation“ $\neq 0$), wird der im erwähnten Feld eingetragene Wert für die Förderhöhe der Druckerhöhungspumpe in m_{WS} umgerechnet und der obigen Berechnung für den Differenzdruck Netzpumpe in Abzug gebracht.

Der **Volumenstrom Netzpumpe** ist der im Betrachtungsfall zu berücksichtigende Volumenstrom und berechnet sich auf der Basis der ins Fernwärmenetz zugeführten Wärmeleistung und der im Auslegezustand geplanten Temperaturdifferenz im Fernwärmenetz wie folgt:

$$\dot{V}_P = \frac{\dot{Q}_{WE}}{\rho_w c_{pW} \Delta T_N} \quad 4.47$$

Die elektrische **Pumpleistung der Netzpumpe** wird über den Volumenstrom der Netzpumpe, den Differenzdruck über der Netzpumpe, den mittleren hydraulischen- und elektrischen Wirkungsgrad der Pumpe wie folgt bestimmt:

$$P_P = \frac{\Delta p_P \dot{V}_P}{\eta_{hydr} \eta_{el}} \quad 4.48$$

Die mittleren hydraulischen und elektrischen Wirkungsgrade der Pumpe sind im Bewertungs-Tool als Parameter frei definierbar. Standardmässig ist für den mittleren hydraulischen Wirkungsgrad der Pumpe ein Wert von 0.8 und für den mittleren elektrischen Wirkungsgrad des Elektromotors ein Wert von 0.9 hinterlegt. Zusammengefasst weist die Pumpe einen Pumpen-Wirkungsgrad von 0.72 auf. Die elektrische Leistungsaufnahme der Pumpe in der Druckerhöhungsstation wird nicht ausgewiesen.

Die **Förderhöhe der Netzpumpe** ist ein in der Branche üblicher Wert für die Auslegung der Netzpumpe und ist die Umrechnung des Differenzdruckes Netzpumpe wie folgt:

$$h_P = \frac{\Delta p_P}{\rho_W g} \quad 4.49$$

Der **Netzdruck** ist ein wichtiger Wert um die Fernwärmeleitungen und Armaturen auf die notwendige Druckstufe (PN) auszulegen oder zu kontrollieren ob die gewählte Druckstufe ausreicht. Der Netzdruck setzt sich zusammengesetzt aus einem dynamischen und einem statischen Anteil. Zusätzlich auf das Netz wirkt der Druck aus der Druckhalte- und Expansionseinrichtung. Der dynamische Druck des Netzes entspricht dem Druckverlust im Netz (Differenzdruck über der Netzpumpe). Der statische Druck entspricht dem geodätischen Höhenunterschied zwischen dem höchsten und tiefsten Punkt im Netz. Der Druck aus der Druckhalte- und Expansionseinrichtung ist ein frei wählbarer Eingabewert in bar.

$$p_N = \Delta p_P + p_{St} + p_{DH} \leq p_{PN} \quad 4.50$$

Die **Anschlussleistung Total** entspricht der Summe der abonnierten Anschlussleistungen aller Wärmekunden.

Die **Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeit** ist die Summe der abonnierten Anschlussleistungen aller Wärmekunden multipliziert mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor g.

$$\dot{Q}_g = \dot{Q}_{tot} g \quad 4.51$$

Der jährliche **Energiebedarf Wärmeabnehmer** ist die Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeit multipliziert mit den Vollbetriebsstunden der Wärmeabnehmer:

$$Q_{WA} = \dot{Q}_g \tau_{WA} \quad 4.52$$

Der jährliche **Energiebedarf Netzeinspeisung** ist die Summe vom Energiebedarf der Wärmeabnehmer und den Wärmeverlusten des Netzes:

$$Q_N = Q_{WA} + Q_{V_a} \quad 4.53$$

Die **Nennleistung Wärmeerzeugung** ergibt sich aus dem jährlichen Energiebedarf der Netzeinspeisung dividiert durch die Vollbetriebsstunden der Wärmeerzeugung:

$$\dot{Q}_{WE} = \frac{Q_N}{\tau_{WE}} \quad 4.54$$

Der **Wärmeverlust der Wärmeverteilung** ist ein spezifischer Wert in Prozent und bezieht sich auf die jährlich eingespeiste Wärmemenge ins Wärmeverteilnetz.

$$\dot{q}_V = \frac{\dot{Q}_V \tau_N}{\dot{Q}_g \tau_{WA} + \dot{Q}_V \tau_N} 100\% \quad 4.55$$

Die **Anzahl der Hausanschlüsse** entsprechen der Anzahl der Hausanschlussleitungen, bei denen das Attribut „Hausanschlussleitungen“ in der Excel-Mappe „Eingabe_Teilstränge“ auf 1 gesetzt wurde.

Die **Anschlussdichte** berechnet sich aus der jährlich verkauften Wärmemenge an die Wärmeabnehmer dividiert durch die gesamte Trassenlänge des Fernwärmenetzes.

$$AD = \frac{\dot{Q}_g \tau_{WA}}{L_{Ges}} \quad 4.56$$

Die **Abkühlung der Vorlauftemperatur** bis zum Schlechtpunkt ist die Summe der einzelnen Temperaturunterschiede in den einzelnen Teilsträngen im Strang bis zum definierten Schlechtpunkt. Die Abkühlung des Wärmeträgers über die Transportdistanz wird in Kapitel 4.5.1.5 behandelt.

Die **Vorlauftemperatur beim Schlechtpunkt** berechnet sich aus der Differenz zwischen der Einspeisetemperatur ins Wärmenetz und der berechneten Abkühlung der Vorlauftemperatur bis zum Schlechtpunkt.

$$T_{VL_SP} = T_{VL} - \Delta T_{SP} \quad 4.57$$

4.5.4 Wärmegestehungskosten nach Annuitätenmethode

Die Wärmegestehungskosten für das Fernwärmenetz werden mit der Annuitätenmethode bestimmt und setzen sich aus folgenden Komponenten zusammen:

1. Kapitalkosten
2. Betriebskosten
 - Kosten für Hilfsenergie, hier Stromkosten für die Netzpumpe
 - Brennstoffkosten zur Deckung der Wärmeverluste des Netzes
 - Kosten für Wartung und Unterhalt.

Die Ergebnisse der Kostenberechnung werden im Bewertungs-Tool grafisch dargestellt. Bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten sind folgende Hinweise zu beachten:

- Die mit dem Bewertungs-Tool ermittelten Wärmegestehungskosten decken ausschliesslich die Kosten für die Wärmeverteilung ab.
- Da die Kosten für Wartung und Unterhalt für die Wärmeverteilung klein sind im Vergleich zu den anderen Kostenanteilen werden sie bei der Berechnung vernachlässigt.

Die **spezifischen Wärmeverteilungskosten** ergeben sich somit aus den spezifischen Kapital- und Betriebskosten.

$$k_{wv} = k_K + k_{Be} \quad 4.58$$

Die **spezifischen Kapitalkosten** k_K ergeben sich aus den jährlichen Kapitalkosten K_K bezogen auf die gelieferte Wärme an die Wärmeabnehmer (Nutzwärme). Die gelieferte Wärme an die Wärmeabnehmer, also die Nutzwärme, wird im Berechnungstool als der Energiebedarf der Wärmeabnehmer – also der Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeit multipliziert mit den Vollbetriebsstunden der Wärmeabnehmer – definiert.

$$k_K = \frac{K_K}{Q_{WA}} = \frac{\sum k_{Ti} L_{Ti} a}{Q_{WA}} \quad 4.59$$

Die jährlichen Kapitalkosten K_K für das Wärmeverteilnetz ergeben sich aus der Summe der spezifischen Investitionskosten für die einzelnen Teilstränge multipliziert mit deren Trassenlänge und dem Annuitätsfaktor. Ein Teilstrang ist definiert als ein Trassenabschnitt mit gleichbleibendem Nenndurchmesser der Vor- und Rücklaufleitung von Knoten bis Knoten und ein Knoten ist definiert als eine Abzweigung des Stranges (Hausanschluss, Netzverzweigung, etc.) oder eine Änderung des Nenndurchmessers (Erweiterung, Verengung).

Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus den Kosten für Material, Verlegung, Grabungsarbeiten und Wiederherstellen der Oberfläche. Für die spezifischen Investitionskosten sind Richtpreise für unterschiedliche Rohrtypen (KMR, KMR-Duo, MMR, MMR-Duo, PMR, PMR-Duo) erhoben und für die Berechnung hinterlegt worden ([17], [18]). Für die Berechnung der spezifischen Investitionskosten werden die Werte für die Verlegung im Flur verwendet. Für komplexere Verlegebedingungen (Strassen, Werkleitungen, städtische Strukturen, etc.) müssen die Kapitalkosten höher angesetzt werden. Die im Bewertungs-Tool hinterlegten Richtpreise sind in Kapitel 9.2.2 aufgeführt.

$$K_K = \sum k_{Ti} L_{Ti} a \quad 4.60$$

Die **spezifischen Betriebskosten** k_{Be} setzen sich zusammen aus den spezifischen Pumpkosten, Wärmeverlustkosten und Unterhalts- und Servicekosten (werden hier vernachlässigt):

$$k_{Be} = k_P + k_V + k_U \quad 4.61$$

Die spezifischen Pumpkosten k_P ergeben sich aus den jährlichen Pumpkosten K_P bezogen auf die gelieferte Wärme an die Wärmeabnehmer (Nutzwärme):

$$k_P = \frac{K_P}{Q_{Nutz}} = \frac{E_P P_S}{Q_{Nutz}} \quad 4.62$$

Die jährlichen Pumpkosten K_P berechnen sich aus dem Energiebedarf der Netzpumpen und dem Strompreis. Als überschlägige Näherung für den Energiebedarf der Pumpe wird die nominale Pumpenleistung mit den Vollbetriebsstunden der Wärmeabnehmer multipliziert.

$$K_P = E_P P_S = P_P \tau_{WA} P_S \quad 4.63$$

Die spezifischen Wärmeverlustkosten k_V ergeben sich aus den jährlichen Wärmeverlustkosten K_V bezogen auf die gelieferte Wärme an die Wärmeabnehmer (Nutzwärme):

$$k_V = \frac{K_V}{Q_{WA}} = \frac{Q_{V_a} k_{Br}}{Q_{WA}} \quad 4.64$$

Die jährlichen Wärmeverlustkosten K_V decken den Mehraufwand an Brennstoff zur Deckung der Wärmeverluste im Netz. Die Wärmeverlustkosten berechnen sich aus dem jährlichen Wärmeverlust (Wärmeverlustleistung und jährliche Betriebsstunden des Netzes) und den spezifischen Brennstoffkosten:

$$K_V = Q_{V_a} k_{Br} \quad 4.65$$

Die spezifischen Brennstoffkosten in Rp./kWh berechnen sich aus dem Brennstoffpreis und dem Jahresnutzungsgrad des Wärmeerzeugers:

$$k_{Br} = \frac{P_{Br}}{\eta_a} \quad 4.66$$

4.5.5 Parameter

Für die Berechnungen sind im Bewertungs-Tool folgende Parameter fest hinterlegt (Tabelle 4.10). Die Werte, mit Ausnahme der Parameter von den Master-Rohrdaten, können für andere Bedingungen angepasst werden.

Tabelle 4.10 Parameter.

Parameter	Symbol	Einheit	Wert
Bodentemperatur (Jahresdurchschnitt)	T_{Bo}	°C	10
Wärmeleitfähigkeit Dämmmaterial Fernwärmerohr*	λ_D	W/(m K)	0.03
Wärmeleitfähigkeit Boden*	λ_{Bo}	W/(m K)	1.2
Überdeckungshöhe der Fernwärmerohre*	h_U	m	0.6
lichter Rohrabstand im Graben*	a	m	0.2
Wandrauheit Fernwärmerohr (Mediumrohr)	k	mm	0.01
Wärmekapazität Wasser bei 60°C	c_{pW}	J/(kg K)	4183
Dichte Wasser bei 60°C	ρ_W	kg/m ³	983
kinematische Viskosität Wasser bei 60°C	ν_W	m ² /s	4.74×10^{-7}
minimale Strömungsgeschwindigkeit im Fernwärmerohr	$v_{min.}$	m/s	0.35
hydraulischer Wirkungsgrad der Pumpe	η_{hydr}	–	0.8
elektrischer Wirkungsgrad der Pumpe	η_{el}	–	0.9
Pumpenwirkungsgrad	η_P	–	0.72
Differenzdruck Hausanschluss inkl. Reserve	Δp_{HA}	Pa	80'000
Fallbeschleunigung	g	m/s ²	9.81

* Parameter aus den Master-Rohrdaten

4.5.6 Master-Rohrdaten

In der Excel-Datei „Master-Rohrdaten“ sind die Daten für die im Bewertungs-Tool wählbaren Rohrsysteme hinterlegt. Berücksichtigt sind Daten der Produkte von Brugg Pipesystems, Isoplus und Logstor und folgende Rohrsysteme wie in Kapitel 4.4.3 gezeigt hinterlegt:

KMR	starre Kunststoffverbundmantelrohre mit Stahlmediumrohr (Stangen)
KMR-Duo	Doppelrohrausführung mit Vor- und Rücklauf in einem mit Dämmmaterial ausgefüllten Kunststoffmantelrohr (Stangen)
MMR	flexible Metallmediumrohre (Rollen und Stangen)
MMR-Duo	Doppelrohrausführung mit Vor- und Rücklauf in einem mit Dämmmaterial ausgefüllten Kunststoffmantelrohr (Rollen und Stangen)
PMR	flexible Kunststoffmediumrohre (Rollen und Stangen)
PMR-Duo	Doppelrohrausführung mit Vor- und Rücklauf in einem mit Dämmmaterial ausgefüllten Kunststoffmantelrohr (Rollen und Stangen)

Für jedes dieser Rohrsysteme sind die folgenden Daten (Tabelle 4.11) hinterlegt oder werden berechnet. Für die Berechnung im Bewertungs-Tool werden die in Kapitel 4.5.5 speziell gekennzeichneten Parameter (*) verwendet. Im Anhang (Kapitel 9.2) sind die Daten für jedes der oben erwähnten Rohrsysteme aufgeführt.

Tabelle 4.11 Daten Rohrsysteme

Daten	Einheit	Bemerkungen
Aussendurchmesser Mediumrohr	mm	Katalogdaten
Wandstärke Mediumrohr	mm	Katalogdaten
Innendurchmesser Mediumrohr	mm	Katalogdaten oder Berechnet
Volumen Mediumrohr (Liter pro Meter)	l/m	Katalogdaten oder Berechnet
Aussendurchmesser Dämmstärke 1 (DS1)	mm	Katalogdaten
Aussendurchmesser Dämmstärke 2 (DS2)	mm	Katalogdaten
Aussendurchmesser Dämmstärke 3 (DS3)	mm	Katalogdaten
Spez. Wärmeverlust pro Trassenmeter DS1	W/(m K)	berechnet gemäss Kapitel 4.5.1.3
Spez. Wärmeverlust pro Trassenmeter DS2	W/(m K)	berechnet gemäss Kapitel 4.5.1.3
Spez. Wärmeverlust pro Trassenmeter DS3	W/(m K)	berechnet gemäss Kapitel 4.5.1.3
Spez. Investitionskosten pro Trassenmeter für Flur	CHF/m	Richtpreis nach [17], [18]
Spez. Investitionskosten pro Trassenmeter für Strasse	CHF/m	Richtpreis nach [17], [18]
Spez. Investitionskosten pro Trassenmeter für Flur	€/m	Richtpreis nach [17], [18]
Spez. Investitionskosten pro Trassenmeter für Strasse	€/m	Richtpreis nach [17], [18]
Wellrohr Rillentiefe h (nur MMR-Rohre)	mm	gemäss Bild 4.12, Katalogdaten
Wellrohr Rillenabstand a (nur MMR-Rohre)	mm	gemäss Bild 4.12, Katalogdaten

4.6 Auswertung

Die Auswertung erfolgt anhand der in der Excel-Mappe „Eingabe_Allgemein“ gemachten Angaben für einen frei definierbaren Lastfall. In derselben Mappe werden auch die wichtigsten abgeleiteten und berechneten Grössen aufgeführt. Zusätzlich erfolgt die Auswertung der wichtigsten Zusammenhänge anhand grafischer Darstellungen in der Excel-Mappe „Grafiken“.

4.6.1 Berechnete Grössen

Wie in Kapitel 0 beschrieben, werden die wichtigsten berechneten Grössen in der Excel-Mappe „Eingabe_Allgemein“ aufgelistet. Somit können auf einfache Weise Eingabedaten geändert werden (z.B. ein anderer Lastfall) und direkt auf derselben Seite das Resultat beurteilt werden.

4.6.2 Grafische Darstellung

Die grafische Darstellung der Resultate erfolgt in der Excel-Mappe „Grafiken“ auf vier Seiten, die je auf ein A4-Blatt gedruckt werden können (Seitenlayoutansicht). Folgende Diagramme werden auf den vier Seiten dargestellt:

Seite 1 **Allgemeine Zusammenstellung** (Kosten, Wärmeverlust, Netzdruck, Dimensionierung der Teilstränge und Netzcharakteristik für den Schlechtpunkt)

Seite 2 **Druckschaubild** für den Schlechtpunkt

Seite 3 **Übertragungsleistung** und **thermischer Nutzungsgrad** für jeden Teilstrang ohne Hausanschlüsse

Seite 4 **Spezifischer Druckverlust** und **hydraulischer Nutzungsgrad** für jeden Teilstrang ohne Hausanschlüsse.

4.6.2.1 Allgemeine Zusammenstellung

Die Darstellung ‚Allgemeine Zusammenstellung‘ (Bild 4.13) ist aufgeteilt in Kosten (spezifische Kosten, jährliche Kosten und prozentuale Aufteilung), Wärmeverluste der Wärmeverteilung, Netzdruck, Dimensionierung der Teilstränge und Darstellung der Netzcharakteristik anhand des Stranges für den Schlechtpunkt. Nachfolgend werden die einzelnen Elemente erklärt.

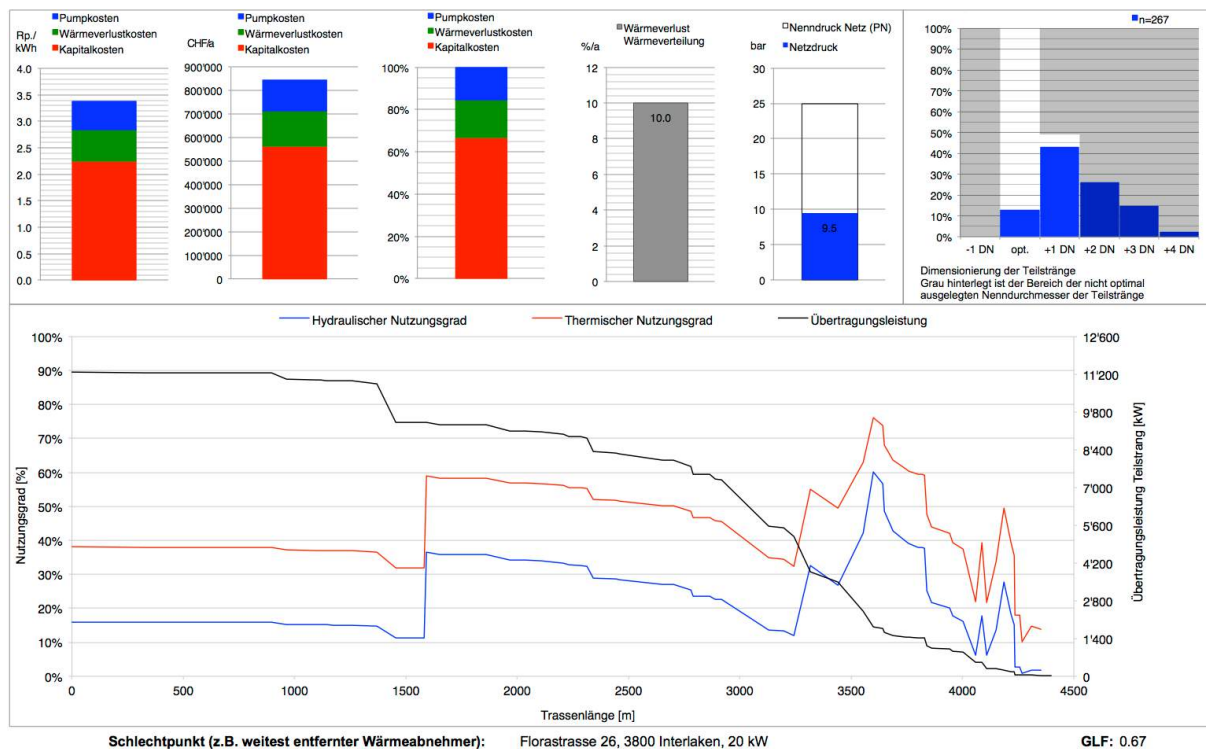


Bild 4.13 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung.

In Bild 4.14 sind die Kosten für die Wärmeverteilung dargestellt. Die Berechnungen basieren auf den Ausführungen gemäss Kapitel 4.5.4. Auf der linken Seite sind die Wärmegestehungskosten der Wärmeverteilung in Rp./kWh dargestellt. In der Mitte sind die jährlichen Kosten für die Wärmeverteilung in CHF/a dargestellt. Auf der rechten Seite ist die prozentuale Aufteilung der drei Kostenanteile Pumpkosten, Wärmeverlustkosten und Kapitalkosten zu sehen.

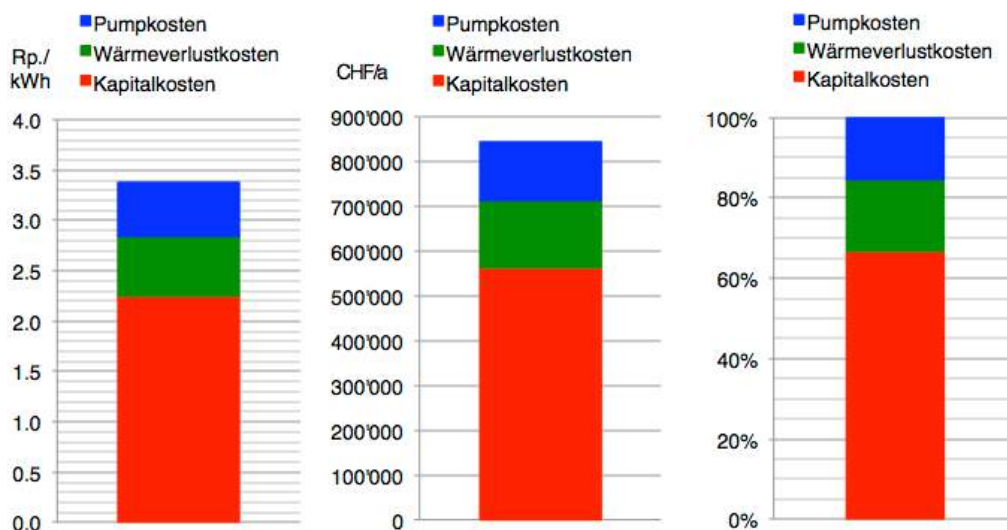


Bild 4.14 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung. Links Wärmegestehungskosten der Wärmeverteilung, Mitte jährlichen Kosten und rechts prozentuale Verteilung.

In Bild 4.15 sind links die jährlichen Wärmeverluste der Wärmeverteilung in %/a und rechts der Netzdruck in bar im Vergleich mit der gewählten Druckstufe PN für die Leitungen und Armaturen dargestellt. Der Netzdruck (blau) sollte innerhalb der Druckstufe PN liegen (schwarzer Rahmen), andernfalls ist eine grössere Druckstufe zu wählen oder das hydraulische Konzept zu überarbeiten (z.B. Druckerhöhungsstation im Netz).

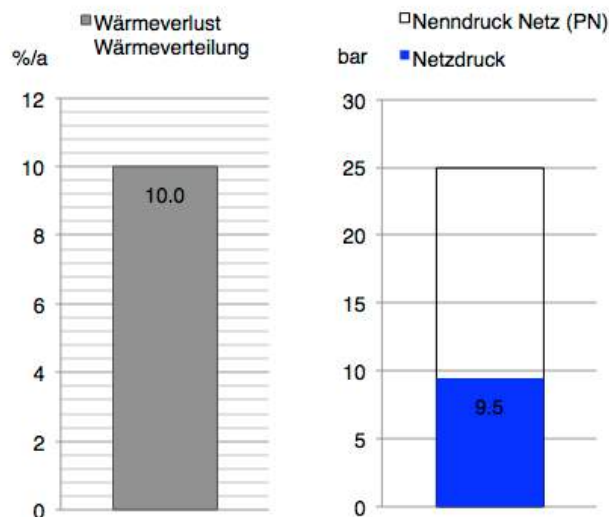


Bild 4.15 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung. Links Wärmeverlust, rechts Netzdruck.

Bild 4.16 zeigt die Dimensionierung der Teilstränge. Es werden alle im Bewertungs-Tool hinterlegten Teilstränge bewertet. Die Bewertung erfolgt aufgrund eines Vergleichs zwischen dem gewählten Nenndurchmesser und dem optimalen Nenndurchmesser. Der optimale Nenndurchmesser wird bestimmt, indem der in diesem Teilstrang berechnete Volumenstrom (abhängig von der Übertragungsleistung und der Temperaturspannung) mit den maximalen Volumenströmen (maximale Strömungsgeschwindigkeit • Querschnittsfläche) für das definierte Rohrsystem verglichen und daraus der kleinstmögliche Nenndurchmesser als optimaler Nenndurchmesser definiert wird.

Das Diagramm zeigt die prozentuale Verteilung der Teilstränge im Fernwärmenetz in Bezug auf deren Dimensionierung. Auf der x-Achse kann der Optimierungsgrad abgelesen werden. Der Bereich „opt.“ beinhaltet alle Teilstränge mit optimaler Nennweite. Links von „opt.“ sind die Teilstränge, die um eine oder mehr als eine Nennweite zu klein sind, rechts von „opt.“ sind die zu gross dimensionierten, wobei eine Überdimensionierung um ein, zwei, drei und vier (oder mehr) Nennweiten unterschieden wird. Zur qualitativen Bewertung der Dimensionierung ist im Diagramm der Bereich weiss hervorgehoben, welcher Teilstränge mit maximal 50% um maximal einen Nenndurchmesser überdimensionierte Rohre abdeckt. Diese Zielsetzung wird dann erfüllt, wenn kein Teilstrang im grauen Bereich auftritt.

Die Beurteilung der Dimensionierung eines Fernwärmenetzes muss für den geplanten Endausbau mit Auslegebedingungen bei kalter Witterung sowie bei grösster zu erwartender Gleichzeitigkeit erfolgen. Für eine temporäre Betrachtung zum Beispiel im Schwachlastbetrieb würde das Fernwärmenetz quasi als „überdimensioniert“ dargestellt.

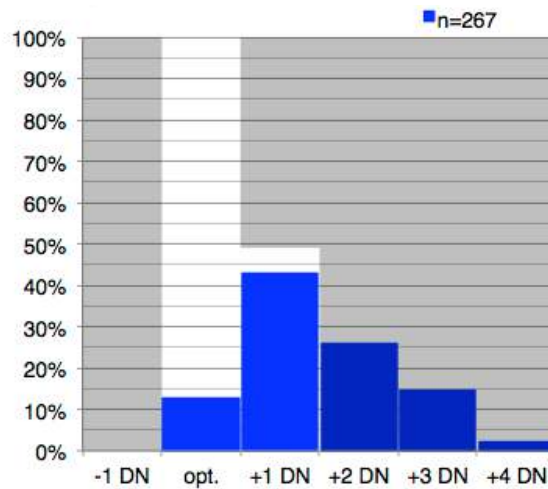


Bild 4.16 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung (Dimensionierung Teilstränge). Lesebeispiel:

–1 DN: Die Nennweite ist ein Nenndurchmesser zu klein.

+1 DN: Die Nennweite ist ein Nenndurchmesser grösser als optimal.

Bild 4.17 zeigt die Netzcharakteristik für den Strang von der Wärmezentrale bis zum definierten Schlechtpunkt. Die Netzcharakteristik wird anhand von drei Kurven (hydraulischer Nutzungsgrad, thermischer Nutzungsgrad und Übertragungsleistung) dargestellt. Die drei Kurven werden auf der x-Achse als Distanz in Trassenmeter angegeben. Beim Nullpunkt liegt die Wärmezentrale und am Ende der Kurve liegt der als Schlechtpunkt definierte Hausanschluss.

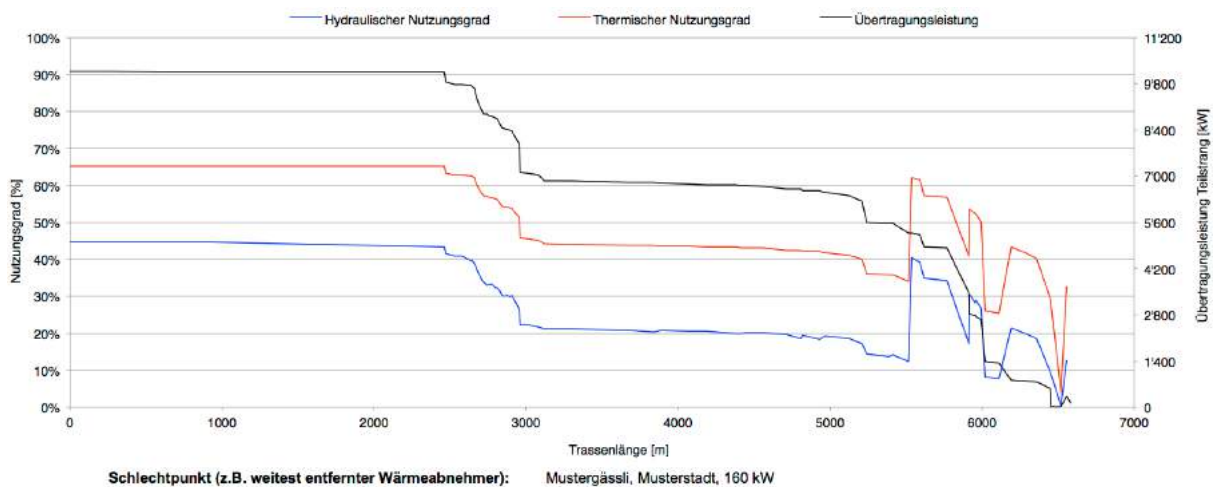


Bild 4.17 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung (Netzcharakteristik).

Die Kurve Übertragungsleistung (schwarz) stellt die Übertragungsleistung der einzelnen Teilstränge zum Schlechtpunkt dar und wird auf der rechten y-Achse in kW angezeigt.

Der thermische Nutzungsgrad (rot) ist das Verhältnis der Übertragungsleistung eines Teilstranges für den definierten Lastfall in kW zur möglichen Übertragungsleistung des Teilstranges in kW, wenn die maximal mögliche Strömungsgeschwindigkeit nach [9] ausgeschöpft wird. Der thermische Nutzungsgrad wird auf der linken y-Achse in % angezeigt.

$$\eta_{th.} = \frac{\dot{Q}_{Ti}}{\dot{Q}_{Ti_opt}} \quad 4.67$$

Der hydraulische Nutzungsgrad (blau) ist das Verhältnis des spezifischen Druckverlustes eines Teilstranges für den definierten Lastfall in Pa/m zum spezifischen Druckverlust des Teilstranges in Pa/m wenn die maximal mögliche Strömungsgeschwindigkeit nach [9] ausgeschöpft wird. Der hydraulische Nutzungsgrad wird auf der linken y-Achse in % angezeigt.

$$\eta_{hydr.} = \frac{\Delta p_{V_Ti}}{\Delta p_{V_Ti_opt}} \quad 4.68$$

Anhand dieser Grafik ist keine Aussage zur Dimensionierung für jeden einzelnen Teilstrang möglich, sie erlaubt jedoch eine Aussage über die allgemeine Dimensionierung des gesamten Fernwärmenetzes. Zudem kann für den Schlechtpunkt eine Aussage über den Strecken-Engpass und über Abschnitte mit freier Kapazität gemacht werden. Eine Aussage für jeden einzelnen Teilstrang kann mit den Grafiken zur Übertragungsleistung und zum spezifischen Druckverlust auf Seite 3 und 4 der grafischen Auswertung gemacht werden.

4.6.2.2 Druckschaubild

Das gestapelte Druckschaubild zeigt die Druckverhältnisse im Netz für den Strang von der Wärmezentrale (Netzpumpe) bis zum Schlechtpunkt. Beispielhaft wird das Druckschaubild anhand Bild 4.18 erläutert, welches in unterschiedliche Bereiche unterteilt ist:

- Netzdruck PN (schwarz): Stellt die gewählte Druckstufe für die Leitungen und Armaturen dar. Dieser Druck sollte zu keinem Zeitpunkt im Netz überschritten werden.
- Druck Vorlauf (rot): Stellt den Druckverlauf des Vorlaufs von der Wärmezentrale bis zum Hausanschluss dar (Druckabfall infolge Druckverlust von Leitungen und Einbauten). Die unstete Druckerhöhung bei ungefähr 3250 Trassenmeter ist auf eine Druckerhöhungsstation im Vorlauf zurückzuführen. Ohne Druckerhöhungsstation ist mit einer stetigen Druckabnahme zu rechnen.
- Der Druckunterschied zwischen Vor- und Rücklauf am Ende beim Hausanschluss (auf der rechten Seite) ist definiert durch den Differenzdruck der Hausstation.
- Druck Rücklauf (blau): Stellt den Druckverlauf des Rücklaufs vom Hausanschluss bis zur Wärmezentrale dar (Druckabfall infolge Druckverlust von Leitungen und Einbauten).
- Der Differenzdruck Netzpumpe wird durch den Druckunterschied zwischen dem Vor- und Rücklauf am Anfang dargestellt und entspricht dem hydraulischen Netzverlust inkl. Druckabfall der Übergabestation (Differenz zwischen der roten und der blauen Linie auf der linken Seite).
- Druckhaltung (orange): Dieser Druck stellt den durch die Druckhalte- und Expansionseinrichtung konstant gehaltenen statischen Druck dar. Dieser wirkt zusätzlich zum statischen Druck, welcher durch den geodätischen Höhenunterschied im Netz verursacht wird.
- Statischer Druck (grün): Der statische Druck wird durch den geodätischen Höhenunterschied im Netz aufgebracht. Der geodätische Höhenunterschied ist definiert durch den Höhenunterschied zwischen dem höchsten und dem tiefsten Punkt im Netz und wird in Meter angegeben.

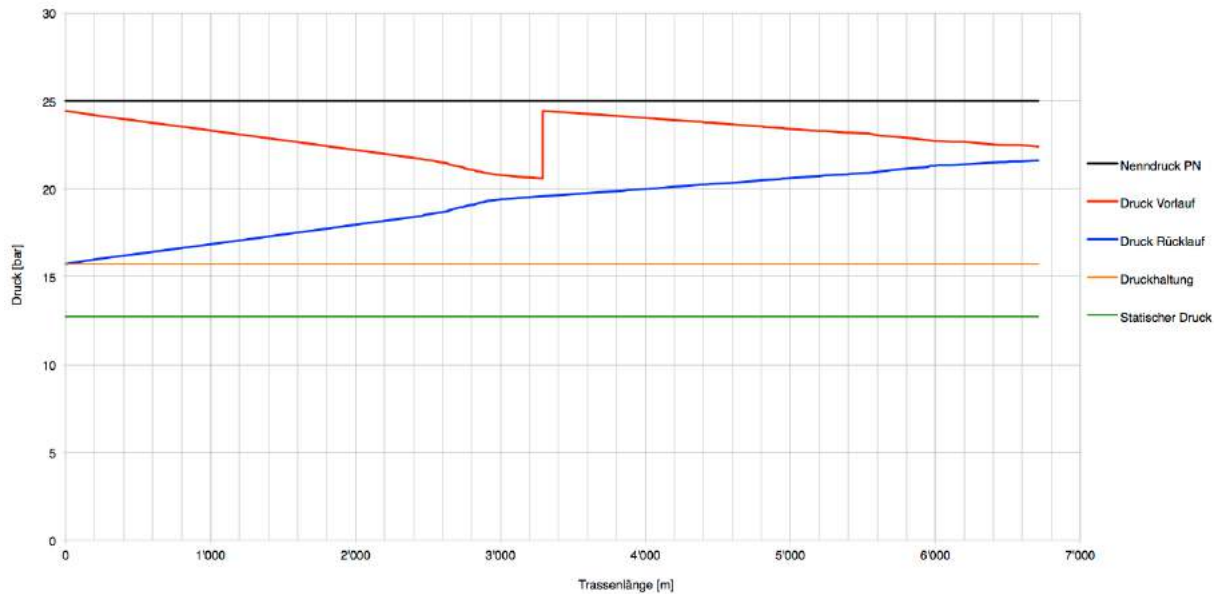


Bild 4.18 Druckschaubild für den Schlechtpunkt.

Auf der gleichen Seite werden in einer Tabelle (Bild 4.19) die wichtigsten Kenndaten des Druckschaubildes in drei verschiedenen Einheiten (bar, Pa und m_{WS}) angegeben.

	bar	Pa	m_{WS}
Nenndruck PN	25	2'500'000	259.2
maximaler Netzdruck	24.4	2'444'081	253.4
Differenzdruck Hauptpumpe	8.7	870'916	90.3
Differenzdruck Druckerhöhung	3.9	385'808	40.0
Druckhaltung	3.0	300'000	31.1
Statischer Druck	12.7	1'273'165	132.0
Differenzdruck Hausanschluss	0.8	80'000	8.3

Bild 4.19 Tabelle mit den wichtigsten Angaben zum Druckschaubild.

4.6.2.3 Übertragungsleistung

In Bild 4.20 sind die Übertragungsleistungen in kW für jeden einzelnen Teilstrang für den definierten Lastfall dargestellt.



Bild 4.20 Übertragungsleistung der einzelnen Teilstränge im Fernwärmenetz.

In Bild 4.21 sind die thermischen Nutzungsgrade in Prozent für jeden einzelnen Teilstrang für den definierten Lastfall dargestellt. Mit dieser Grafik kann die Dimensionierung der Rohrleitungen unabhängig des Schlechtpunktes für jeden einzelnen Teilstrang bewertet werden.

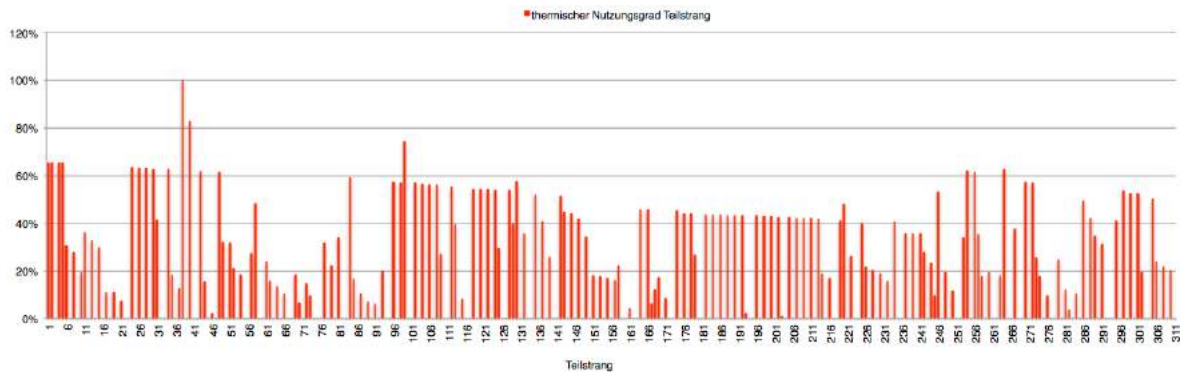


Bild 4.21 Thermischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge im Fernwärmenetz.

4.6.2.4 Druckverlust

In Bild 4.22 sind die spezifischen Druckverluste in Pa/m für jeden einzelnen Teilstrang für den definierten Lastfall dargestellt.

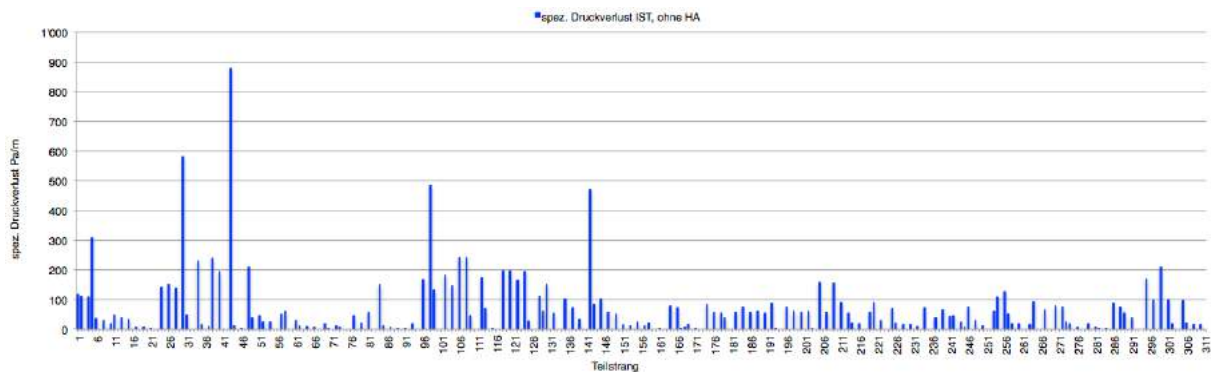


Bild 4.22 Spezifischer Druckverlust der einzelnen Teilstränge im Fernwärmenetz.

In Bild 4.23 sind die hydraulischen Nutzungsgrade in Prozent für jeden einzelnen Teilstrang für den definierten Lastfall dargestellt. Mit dieser Grafik kann die Dimensionierung der Rohrleitungen unabhängig des Schlechtpunktes für jeden einzelnen Teilstrang ebenfalls bewertet werden.

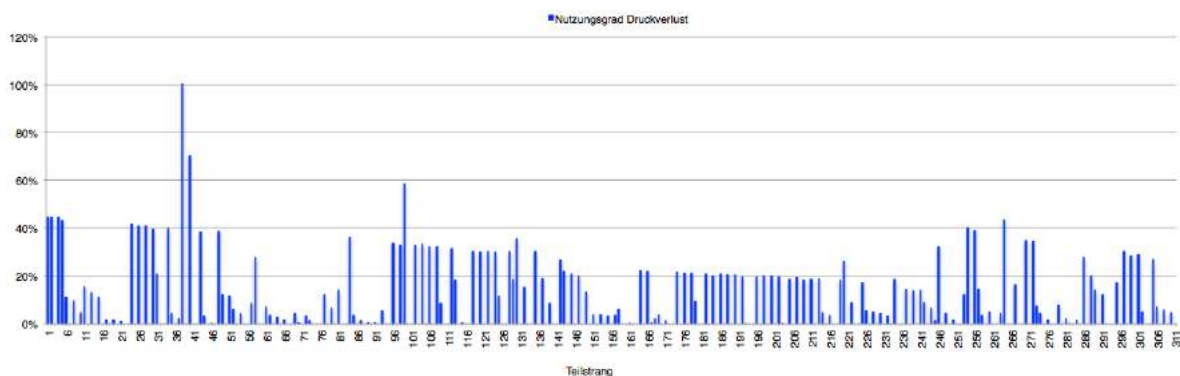


Bild 4.23 Hydraulischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge im Fernwärmenetz.

4.7 Validierung

Zur Validierung der Berechnungen im Bewertungs-Tool werden die Daten mit kommerziellen thermo-hydraulischen Netzberechnungen an zwei Anlagen verglichen. Für den Wärmeverbund AVARI AG in Wilderswil/Interlaken erfolgten Berechnungen durch die Porta AG mit der Software SIR3S von 3S-Consult und für den Heizverbund Untere Kniri AG in Stans durch die Triplex Energieplaner AG mit der Software STANET.

4.7.1 AVARI AG

Der Wärmeverbund AVARI AG besteht im wesentlichen aus drei Teilsträngen (Wilderswil, Flugplatz und Interlaken). Der Teilstrang Interlaken ist dabei der als kritisch zu beurteilende. Er ist der grösste der drei Teilstränge und hier sind in Zukunft die grössten Erweiterungen und Anschlüsse zu erwarten. Die Analyse des Ist-Zustandes und das Aufzeigen von Erweiterungspotenzialen wird deshalb für den Teilstrang Interlaken ausgeführt. Die folgenden Vergleiche basieren auf der Netzstruktur vom Februar 2014 (Stand Netzpläne). Für den Vergleich werden zwei Fälle definiert. Der erste weist einen Wärmebedarf von rund 12.3 MW auf (Tabelle 4.12) und wird ohne Druckerhöhungsstation betrieben. Der zweite mit rund 11.8 MW (Tabelle 4.13) wird mit Druckerhöhungsstation betrieben.

Mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor g werden im Bewertungs-Tool die Anschlussleistung auf die Anschlussleistung von der thermo-hydraulischen Netzberechnung angeglichen. Die Abweichung ist in beiden Fällen kleiner als 1 %. Mit diesem Abgleich können die aus dem Bewertungs-Tool berechneten Volumenströme und Druckverhältnisse mit der thermo-hydraulischen Netzberechnung verglichen werden. Der Vergleich der Ergebnisse zeigt eine sehr gute Übereinstimmung. Die Abweichungen der Volumenströme und der Differenzdrücke über den Netzpumpen sind kleiner als 5 %.

Tabelle 4.12 Lastfalldefinition und Vergleich der wichtigsten Resultate zwischen dem Bewertungs-Tool und der thermo-hydraulischen Berechnung von Porta AG für den Teilstrang Interlaken beim Wärmeverbund AVARI bei einem Wärmebedarf von rund 12.3 MW. Die Abweichung in Prozent zeigt die Differenz der beiden Werte bezogen auf das Ergebnis aus dem Bewertungs-Tool.

*Für den Widerstandsbeiwert Einbauten wird wie bei der thermo-hydraulischen Berechnung kein Wert eingetragen.

Daten	Einheit	Bewertungs-Tool	SIR3S	Abweichung
Anschlussleistung mit g	kW	12'289	12'290	< 1 %
Vorlauftemperatur	°C	92	92	–
Rücklauftemperatur	°C	58.2	58.2	–
Gleichzeitigkeitsfaktor g	–	0.73	versch. g Zonen	–
Rohrrauheit	mm	0.01	0.05	400 %
Widerstandsbeiwert Einbauten*	–	0	0	–
Volumenstrom Netzpumpe	m ³ /h	318	303	4.7 %
Differenzdruck Netzpumpe	bar	7.6	7.95	4.6 %
Differenzdruck Hausanschluss	bar	0.8	0.8	–

Tabelle 4.13 Lastfalldefinition und Vergleich der wichtigsten Resultate zwischen dem Bewertungs-Tool und der thermo-hydraulischen Berechnung von Porta AG für den Teilstrang Interlaken beim Wärmeverbund AVARI bei einem Wärmebedarf von rund 11.8 MW inkl. Druckerhöhungsstation. Die Abweichung in Prozent zeigt die Differenz der beiden Werte bezogen auf das Ergebnis aus dem Bewertungs-Tool.

*Für den Widerstandsbeiwert Einbauten wird wie bei der thermo-hydraulischen Berechnung kein Wert eingetragen.

Daten	Einheit	Bewertungs-Tool	SIR3S	Abweichung
Anschlussleistung mit g	kW	11'868	11'844	< 1 %
Vorlauftemperatur	°C	92	92	–
Rücklauftemperatur	°C	58.2	58.2	–
Gleichzeitigkeitsfaktor g	–	0.705	versch. g Zonen	–
Rohrrauheit	mm	0.01	0.05	400 %
Widerstandsbeiwert Einbauten*	–	0	0	–
Volumenstrom Netzpumpe	m ³ /h	307	292	4.9 %
Differenzdruck Netzpumpe	bar	6.2	6.33	2.1 %
Differenzdruck Hausanschluss	bar	0.8	0.8	–

4.7.2 Heizverbund Untere Kniri AG

Beim Heizverbund Untere Kniri AG wird der West-Strang genauer untersucht. Die folgenden Vergleiche basieren auf der Netzstruktur vom November 2015 (Tabelle 4.14).

Mit dem Gleichzeitigkeitsfaktor g wird im Bewertungs-Tool die Anschlussleistung auf die Anschlussleistung von der thermo-hydraulischen Netzberechnung angeglichen. Die Abweichung ist in beiden Fällen kleiner als 1 %. Mit diesem Abgleich können die aus dem Bewertungs-Tool berechneten Volumenströme und Druckverhältnisse mit der thermo-hydraulischen Netzberechnung verglichen werden. Der Vergleich der Ergebnisse zeigt eine sehr gute Übereinstimmung. Die Abweichungen der Volumenströme über der Netzpumpe bezogen auf die Werte aus dem Bewertungs-Tool sind sehr gering und betragen gut 1 %. Die Abweichungen der Differenzdrücke über den Netzpumpen fallen mit 22 % höher aus. Dies kann jedoch mit einem grösseren globalen Widerstandsbeiwert für die Einbauten in den Einzelsträngen in der thermo-hydraulischen Berechnung mit STANET erklärt werden. Mit einem globalen Wert von 12 statt 6 für den Widerstandsbeiwert Einbauten im Bewertungs-Tool ergibt sich derselbe Differenzdruck über der Netzpumpe wie mit der thermo-hydraulischen Berechnung mit STANET.

Tabelle 4.14 Lastfalldefinition und Vergleich der wichtigsten Resultate zwischen dem Bewertungs-Tool und der thermo-hydraulischen Berechnung von Triplex Energieplaner AG für den West-Strang beim Wärmeverbund Untere Kniri bei einem Wärmebedarf von rund 1.9 MW. Die Abweichung in Prozent zeigt die Differenz der beiden Werte bezogen auf das Ergebnis aus dem Bewertungs-Tool.

*Der Widerstandsbeiwert Einbauten wird einfachheitshalber als globaler Wert für jeden Einzelstrang gleich angenommen und entspricht in etwa dem Beispiel in Kapitel 4.4.3 (Bild 4.6).

**Keine Angaben vorhanden – entspricht etwa einem Wert von 12

Daten	Einheit	Bewertungs-Tool	STANET	Abweichung
Anschlussleistung mit g	kW	1'884	1'882	< 1 %
Vorlauftemperatur	°C	80	80	–
Rücklauftemperatur	°C	50	50	–
Gleichzeitigkeitsfaktor g	–	0.70	–	–
Rohrrauheit	mm	0.01	0.01	–
Widerstandsbeiwert Einbauten*	–	6	kA**	–
Volumenstrom Netzpumpe	m ³ /h	55.0	54.4	1.1 %
Differenzdruck Netzpumpe	bar	1.8	2.2	22 %
Differenzdruck Hausanschluss	bar	0.8	0.8	–

5 Analyse und Optimierung der Wärmeabnehmer

5.1 Methode und Vorgehen

Die Analyse der Wärmeabnehmer basiert auf der Grundlage, dass die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf die übertragbare Wärmeleistung des Fernwärmenetzes bestimmt und gleichzeitig durch die Wärmeabnehmer stark beeinflusst werden kann. Wenn einzelne Wärmeabnehmer (Übergabestationen) das Fernwärmewasser nicht genügend abkühlen, wird dadurch die Rücklauftemperatur erhöht und die Kapazität des Netzes reduziert. Gleichzeitig steigen der Energieaufwand für die Pumpleistung und die Wärmeverluste des Netzes, da der Massenstrom und die Netztemperatur erhöht werden. Als methodischer Ansatz wird deshalb die Temperaturspreizung der Wärmeabnehmer untersucht und eine Bewertung der einzelnen Abnehmer erstellt. Dieses Vorgehen wurde von einem schwedischen Planungsbüro bereits an zahlreichen Fernwärmenetzen eingesetzt und unter anderem auch in der Schweiz angewendet [5]. Auf Basis einer Bewertung der einzelnen Wärmeabnehmer können in der Folge Massnahmen abgeleitet werden, um durch Optimierung des oder der schlechten Wärmeabnehmer die Kapazität des Netzes zu erhöhen und die Effizienz des Systems zu verbessern.

Um zu bestimmen, welche Übergabestationen den grössten Einfluss auf die gesamte primäre Rücklauftemperatur im Netz hat, kann bei bestehenden Fernwärmenetzen nun mit einer Analyse der Wärmeabnehmer der Mehrverbrauch ausgewiesen werden. Der Mehrverbrauch ist ein Mass für die Wassermenge, die im Vergleich zu der Referenz-Temperaturspreizung zusätzlich durch die Übergabestation fliesst. Der Einfluss jedes einzelnen Wärmeabnehmers auf die Rücklauftemperatur zeigt auf, um wie viel die gesamte primäre Rücklauftemperatur gesenkt werden kann, wenn dieser eine Wärmeabnehmer mit Referenz-Temperaturspreizung betrieben wird. Der Wärmeabnehmer mit dem grössten Mehrverbrauch hat den grössten Einfluss auf die primäre Rücklauftemperatur, sodass Massnahmen bei diesem schlechtesten Wärmeabnehmer am effektivsten sind. Als Resultat der Analyse werden mit dieser einfachen Methode in einem ersten Schritt die schlechten Wärmeabnehmer in einem Fernwärmenetz bewertet und klassifiziert. In einem zweiten Schritt werden die schlechten Wärmeabnehmer vor Ort begutachtet, um konkrete Optimierungsmassnahmen abzuleiten.

Bei einer deutlichen Unterschreitung der Referenz-Temperaturspreizung kann bereits ein einzelner Wärmeabnehmer kleiner Leistung das gesamte Netz relevant verschlechtern. Obwohl grosse Wärmeabnehmer für die Wirtschaftlichkeit eines Fernwärmenetzes grundsätzlich wichtiger sind als kleine, sind für die Analyse der Netzqualität deshalb sämtliche Wärmeabnehmer zu berücksichtigen.

5.2 Berechnung

5.2.1 Grundlagen

Die folgende Gleichung für den Wärmestrom (Wärmebedarf pro Leistung) bildet die Basis für die Berechnung des Mehrverbrauches und den Einfluss auf die Rücklauftemperatur. Wenn die Dichte und die spezifische Wärmekapazität des Wassers im betrachteten Temperaturbereich als konstant angenommen werden, ist der Wärmestrom allein vom Volumenstrom und der Temperaturspreizung abhängig und es gilt:

$$\dot{Q} = \dot{m} c_p \Delta T = \dot{V} \rho c_p \Delta T \quad 5.1$$

Anhand von Wärmezählerdaten kann die Güte der Übergabestationen bewertet werden. Dazu sind für einen bestimmten Zeitraum folgende Werte von den einzelnen Wärmezählern der Wärmeabnehmer und vom Hauptwärmezähler der Wärmeverteilung in der Wärmezentrale aufzuzeichnen (Bild 5.1):

- Wärmemenge Q in MWh im Betrachtungszeitraum
- Wasservolumen V in m³ im Betrachtungszeitraum.

Für eine Beurteilung der Wärmeabnehmer sollte die Datenaufzeichnung mindestens über ein Quartal in der Heizperiode erfolgen. Noch besser ist eine kontinuierliche Beurteilung mit einer monatlichen Auswertung über das ganze Jahr.

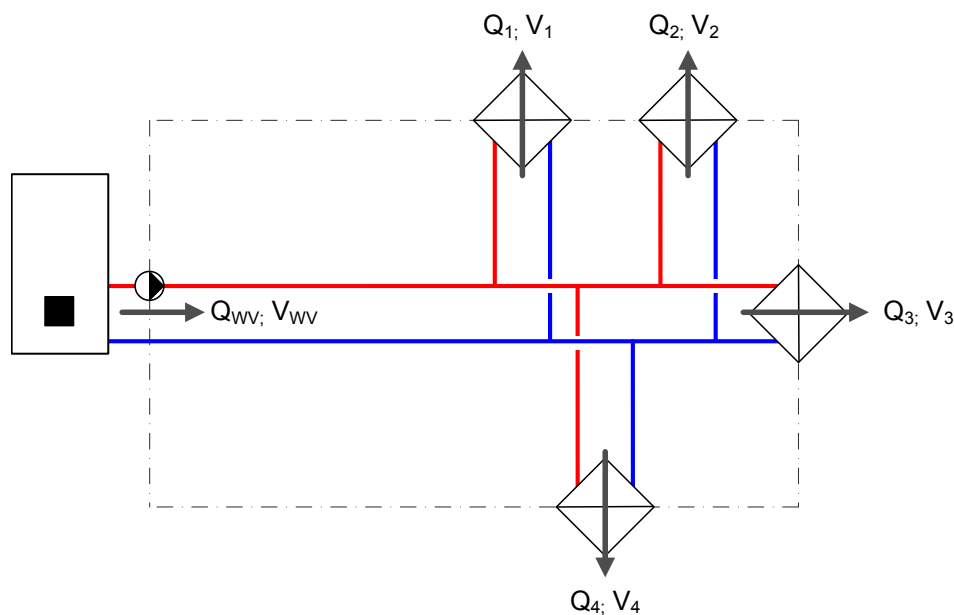


Bild 5.1 Schematische Darstellung der Kennwerte für die Aufzeichnung der Wärmezählerdaten für ein Fernwärmenetz mit einem Wärmeerzeuger mit Hauptgruppe für die Wärmeverteilung WV und vier Wärmekunden.

5.2.2 Mehrverbrauch

Der Mehrverbrauch ist das Wasservolumen, das im betrachteten Zeitraum im Vergleich zu einer Referenz-Temperaturspreizung zusätzlich über die Übergabestation geflossen ist. Der Mehrverbrauch für den Wärmeabnehmer i berechnet sich somit aus der Differenz des gemessenen Volumens und dem idealen Volumen (bezogen auf eine Referenz-Temperaturspreizung) wie folgt:

$$V_{i,MV} = \Delta V_{i,WZ} - V_{i,REF}$$

Mehrverbrauch = WZ-Daten – Referenz Wert

5.2

Die gemessene Volumendifferenz für den Wärmeabnehmer i im betrachteten Zeitraum (Bild 5.2) berechnet sich aus dem Stand des Wärmezählers zum End-Zeitpunkt (t_1) abzüglich dem Stand zum Start-Zeitpunkt (t_0) wie folgt:

$$\Delta V_{i,WZ} = V_{i,WZ}(t_1) - V_{i,WZ}(t_0)$$

5.3

Das ideale Volumen für den Wärmeabnehmer i im betrachteten Zeitraum bei der Referenz-Temperatur-spreizung berechnet sich aus dem Verhältnis der gemessenen Wärmemengen-Differenz für den Wärmeabnehmer i im betrachteten Zeitraum zu der Dichte des Wassers, der spezifischen Wärmekapazität des Wassers und der Referenz-Temperaturspreizung wie folgt:

$$V_{i,REF} = \frac{\Delta Q_{i,WZ}}{\rho \cdot c_p \cdot \Delta T_{REF}}$$

5.4

Die gemessene Wärmemengen-Differenz für den Wärmeabnehmer i im betrachteten Zeitraum berechnet sich aus der Differenz des Standes des Wärmezählers zum End-Zeitpunkt (t_1) minus dem Stand des Wärmezählers zum Start-Zeitpunkt (t_0) wie folgt:

$$\Delta Q_{i,WZ} = Q_{i,WZ}(t_1) - Q_{i,WZ}(t_0)$$

5.5

Die Referenz-Temperaturspreizung sollte auf der maximalen Temperaturspreizung der Temperaturangaben von Vor- und Rücklauf der Technischen Anschlussvorschriften beruhen. Sind keine TAV vorhanden, sollte als Referenz-Temperaturspreizung ein hoher, technisch machbarer Wert als Referenz gewählt werden.

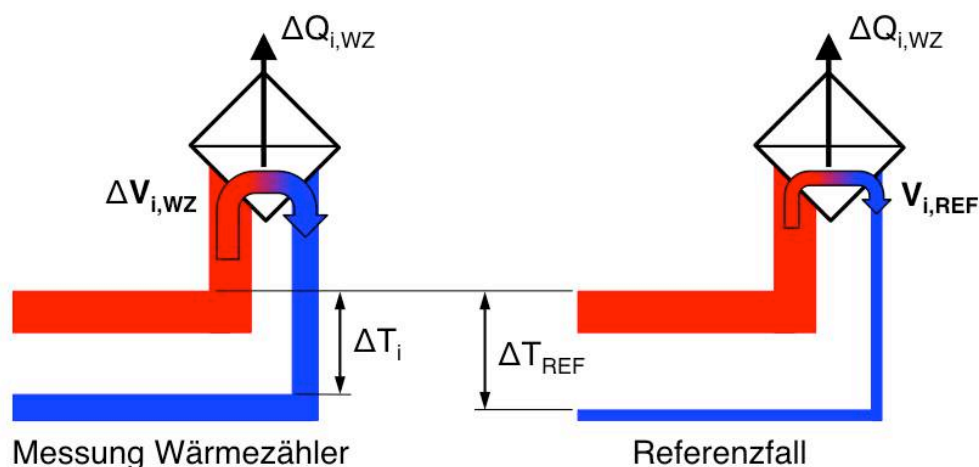


Bild 5.2 Darstellung des Mehrverbrauchs für einen Wärmeabnehmer durch den Vergleich der Wasservolumen aus den Wärmezählerdaten und bei einer Referenz-Temperaturspreizung

5.2.3 Einfluss auf die Rücklauftemperatur

Eine alleinige Bewertung des Mehrverbrauchs genügt nicht zur Beurteilung der Notwendigkeit einer Optimierung. Von besonderem Interesse ist deshalb der Einfluss, den die Optimierung einer Übergabestation (auf die Referenz-Temperaturspreizung) auf die Temperatur des gesamten primären Rücklaufs hat. Der Einfluss auf die Rücklauftemperatur wird für jeden Wärmeabnehmer durch eine Temperaturdifferenz dargestellt, welche beschreibt um wie viel die Temperatur des gesamten primären Rücklaufes sinkt, wenn dieser Wärmeabnehmer auf die Referenz-Temperaturspreizung optimiert wird.

Der Wert berechnet sich aus der Differenz der mittleren Temperaturspreizung aus den Wärmezählerdaten des Hauptzählers und der mittleren Temperaturspreizung mit optimierter Übergabestation des Wärmeabnehmers wie folgt (Bild 5.3):

$$\Delta T_{RL} = \Delta T_{IST} - \Delta T_{i,REF} \quad 5.6$$

Die mittlere Temperaturspreizung aus den Wärmezählerdaten des Hauptzählers berechnet sich aus dem Quotienten der Wärmemengen-Differenz für den Hauptzähler im betrachteten Zeitraum zu der Dichte des Wassers, der spezifischen Wärmekapazität des Wassers und der Volumendifferenz für den Hauptzähler im betrachteten Zeitraum wie folgt:

$$\Delta T_{IST} = \frac{\Delta Q_{WV,WZ}}{\rho \cdot c_P \cdot \Delta V_{WV,WZ}} \quad 5.7$$

Die mittlere Temperaturspreizung mit optimierter Übergabestation berechnet sich aus dem Quotienten der Wärmemengen-Differenz für den Hauptzähler im betrachteten Zeitraum zu der Dichte des Wassers, der spezifischen Wärmekapazität des Wassers und der Differenz der Volumendifferenz für den Hauptzähler im betrachteten Zeitraum abzüglich dem Mehrverbrauch für den Wärmeabnehmer i wie folgt:

$$\Delta T_{i,REF} = \frac{\Delta Q_{WV,WZ}}{\rho \cdot c_P \cdot (\Delta V_{WV,WZ} - V_{i,MV})} \quad 5.8$$

Die Wärmemengen-Differenz für den Hauptzähler im betrachteten Zeitraum berechnet sich aus der Differenz des Standes des Wärmezählers zum End-Zeitpunkt (t_1) minus dem Stand des Wärmezählers zum Start-Zeitpunkt (t_0) wie folgt:

$$\Delta Q_{WV,WZ} = Q_{WV,WZ}(t_1) - Q_{WV,WZ}(t_0) \quad 5.9$$

Die Volumendifferenz für den Hauptzähler im Betrachteten Zeitraum berechnet sich aus der Differenz des Standes des Wärmezählers zum End-Zeitpunkt (t_1) minus dem Stand des Wärmezählers zum Start-Zeitpunkt (t_0) wie folgt:

$$\Delta V_{WV,WZ} = V_{WV,WZ}(t_1) - V_{WV,WZ}(t_0) \quad 5.10$$

Zusammengefasst ergibt sich für den Einfluss auf die Rücklauftemperatur folgende Gleichung:

$$\Delta T_{RL} = \frac{\Delta Q_{WV,WZ}}{\rho \cdot c_p} \left(\frac{1}{\Delta V_{WV,WZ}} - \frac{1}{(\Delta V_{WV,WZ} - V_{i,MV})} \right) \quad 5.11$$

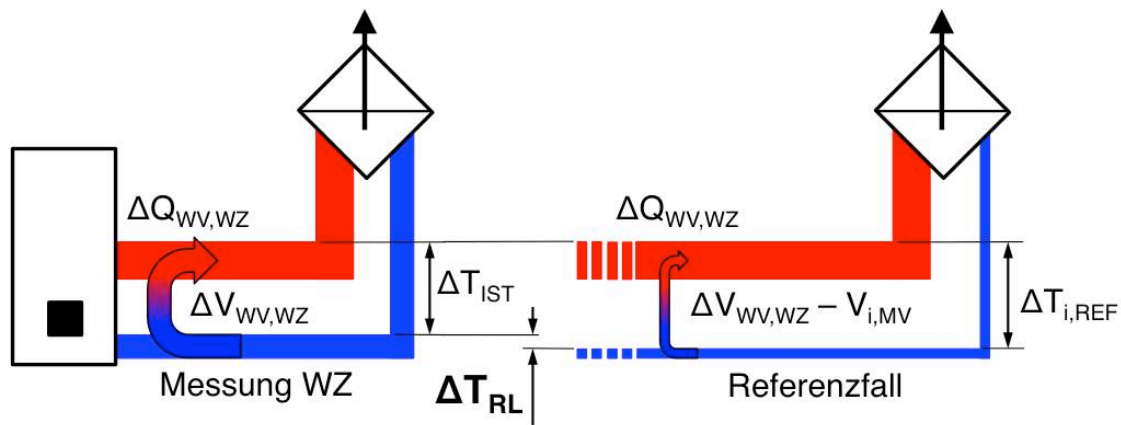


Bild 5.3 Darstellung des Mehrverbrauchs für einen Wärmeabnehmer durch den Vergleich der Wasservolumen aus den Wärmezählerdaten und bei einer Referenz-Temperaturspitzung

5.3 Datenerfassung

Die Ablesung der Wärmezähler für die Abrechnung der gelieferten Wärme an die Verbraucher geschieht in der Regel einmal bis viermal jährlich. Dazu werden lediglich die Wärmemengen benötigt. Für die Bewertung des Mehrverbrauchs und den Einfluss auf die Rücklauftemperatur sind aber zwingend die Wasservolumen zusätzlich erforderlich, die meistens nicht aufgezeichnet werden.

Am einfachsten geschieht die Datenerfassung mit einem übergeordneten Leitsystem, bei dem die Daten rückwirkend oder fortlaufend aufgezeichnet und zu einem beliebigen Zeitpunkt ausgewertet werden können. Ist kein Leitsystem vorhanden, bieten sich folgende Möglichkeiten an:

- monatliches Ablesen der Wärmezählerdaten vor Ort (aufwändig)
- quartalsweise oder saisonales Ablesen der Wärmezählerdaten (Heizsaison, Übergangszeit und Sommer)
- Ablesen Anfang und Ende Kalenderjahr bzw. Abrechnungsperiode.

Für jedes Fernwärmenetz muss die Datenerfassung individuell geplant und umgesetzt werden.

5.4 Datenauswertung

Die Berechnung des Mehrverbrauchs und die Bestimmung des Einflusses auf die Rücklauftemperatur erfolgen am einfachsten in einer Tabellenkalkulation. Die folgenden Ausführungen basieren auf einer beispielhaften Datenauswertung in einer Excel-Tabelle (Bild 5.4) anhand eines fiktiven Fernwärmenetzes.

Die Datei umfasst einen Teil, in dem frei definierbare **Eingabegrößen** (rot) festzulegen sind. Folgende Eingabegrößen müssen angegeben werden:

- Referenz-Temperaturspreizung ΔT_{REF} 35 K
- Spez. Wärmekapazität Wasser c_p 4.185 J/(kg K)
- Dichte Wasser ρ_w 980 kg/m³
- Ablesezeitraum Wärmezähler Startdatum 31. Januar 2016
- Ablesezeitraum Wärmezähler Enddatum 30. Mai 2016

In einem zweiten Teil werden **berechnete Größen** (blau) aus den Eingabegrößen und den aufbereiteten Wärmezählerdaten ausgegeben. Folgende berechnete Größen werden ausgegeben:

- Ablesezeitraum t in Tagen 120 Tage
- Ablesezeitraum t Stunden 2880 h (Relevant für die Berechnung)
- Mittlere Temperaturspreizung 25.4 K
- Gesamte Wärmemenge 1'848'043 kWh (für den Ablesezeitraum)
- Gesamte Wassermenge 63'853 m³ (für den Ablesezeitraum)
- Spezifische Wassermenge 22.2 m³/h
- Mittlere Leistung 641.7 kW (für den Ablesezeitraum)
- Mittlere freie Leistungskapazität pro K 25.3 kW/K (für den Ablesezeitraum)

In einem dritten Teil können die aufbereiteten **Wärmezählerdaten** der Wärmeabnehmer eingefügt werden. Aus diesen und den definierten Eingabegrößen werden der Mehrverbrauch und der Einfluss auf die Rücklauftemperatur bestimmt. Die fünf Spalten mit rotem Hintergrund sind für die Dateneingabe der aufbereiteten Wärmezählerdaten der Wärmeabnehmer reserviert. Die Wärmezählerdaten müssen in einem separaten Dokument aufbereitet und anschliessend in das Dokument kopiert werden. Die Aufbereitung erfolgt nach folgenden Kriterien:

- Kunden-Nummer: z.B. Zähler-Nummer des Wärmezählers (nicht zwingend notwendig)
- Kunde: Name des Wärmeabnehmers
- Abonnierte Leistung: Angabe in kW (nicht zwingend notwendig, hier zur Prognose der jährlichen Vollbetriebsstundenzahl der Wärmeabnehmer)
- Wärmemenge: übertragene Wärmemenge in kWh im Ablesezeitraum
- Wassermenge: durchströmte Wassermenge in m³ im Ablesezeitraum.

Die Spalte ‚Vollbetriebsstundenzahl‘ berechnet die jährliche Vollbetriebsstundenzahl der Wärmeabnehmer. Der Wert wird auf ein Jahr hochgerechnet, falls der Ablesezeitraum kürzer als ein Jahr (8'760 Stunden) ist.

Die Spalte ‚Mehrverbrauch‘ zeigt die Ergebnisse für den Mehrverbrauch nach Kapitel 5.2.2.

Die Spalte ‚Einfluss auf Rücklauf‘ zeigt die Ergebnisse für den Einfluss auf die Rücklauftemperatur nach Kapitel 5.2.3 und zeigt das ungefähre Optimierungspotenzial auf.

In der Spalte ‚Mittlere Spreizung‘ wird für den erfassten Ablesezeitraum die mittlere Temperaturspreizung berechnet und ausgewiesen. Diese Angabe ist hilfreich, um die Ergebnisse des Mehrverbrauchs und des Einflusses auf die Rücklauftemperatur zusätzlich zu beurteilen.

Mit der Excel-Funktion ‚Filter‘ und anschliessend ‚Daten aufsteigend Sortieren‘ können mit der vordersten Spalte ‚Rang‘ die Wärmeabnehmer mit absteigendem Mehrverbrauch geordnet werden. Das bedeutet, dass der Wärmeabnehmer mit dem höchsten Mehrverbrauch Rang 1 hat.

Annahmen		
Referenz Temperaturspreizung	K	35
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980
Ablesezeitraum		
	31.01.16	
	30.05.16	
	d	120
	h	2880
Ergebnisse		
mittlere Temperaturspreizung	K	25.4
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	1'848'043
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	63'853
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	22.2
Leistungs- und Optimierungspotenzial		
Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	641.7
Mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	25.3

Rang	Kunden Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	WZ_20	Wärmeabnehmer 20	375	299'890	12'563	2'432	5'042.01	-2.2	21.0
2	WZ_19	Wärmeabnehmer 19	275	157'535	7'863	1'742	3'912.16	-1.7	17.6
3	WZ_30	Wärmeabnehmer 30	18	15'412	2'547	2'604	2'160.48	-0.9	5.3
4	WZ_43	Wärmeabnehmer 43	65	60'787	2'398	2'845	873.01	-0.4	22.3
5	WZ_38	Wärmeabnehmer 38	141	127'429	4'015	2'749	819.49	-0.3	27.9
6	WZ_29	Wärmeabnehmer 29	75	81'245	2'774	3'295	736.74	-0.3	25.7
7	WZ_44	Wärmeabnehmer 44	108	83'441	2'612	2'350	519.37	-0.2	28.0
8	WZ_39	Wärmeabnehmer 39	61	63'688	2'074	3'176	476.76	-0.2	27.0
9	WZ_42	Wärmeabnehmer 42	106	92'863	2'781	2'665	451.87	-0.2	29.3
10	WZ_33	Wärmeabnehmer 33	31	27'976	1'144	2'745	442.29	-0.2	21.5

Bild 5.4 Beispiel Excel-Datei zur Auswertung von Mehrverbrauch und Einfluss der Rücklauftemperatur. Abgebildet sind die zehn schlechtesten Wärmeabnehmer von einem fiktiven Fernwärmenetz.

5.5 Beurteilung

Auf Basis der Datenauswertung können die schlechtesten Wärmeabnehmer mit dem höchsten Mehrverbrauch ermittelt werden. Aus dem oben gezeigten Beispiel geht hervor, dass der Wärmeabnehmer 20 den höchsten Mehrverbrauch aufweist und mit einer mittleren Temperaturspreizung von lediglich 21.0 K zu der hohen Rücklauftemperatur beiträgt. Die Optimierung dieses Wärmeabnehmers könnte den gesamten Rücklauf um 2.2 K abkühlen. Die nächsten drei Wärmabnehmer weisen zusammen ein Optimierungspotenzial zur Senkung der Rücklauftemperatur von gut 3 °C auf. Im Vergleich dazu weisen die weiteren Wärmeabnehmer nur noch einen geringen Einfluss auf die Rücklauftemperatur auf.

Hat es in der Spalte ‚Mittlere Spreizung‘ einen untypisch kleinen Wert, wie z.B. beim Wärmeabnehmer 30 (Rang 3) mit einer mittleren Spreizung von 5.3 K, deutet das auf eine Fehlfunktion in der Übergabestation hin. Dies sollte möglichst schnell behoben werden.

Zu beachten ist, dass die berechneten Werte des Einflusses auf die Rücklauftemperatur bei einer Optimierung in der Regel nicht erreicht werden, sie zeigen aber das Potenzial auf.

Das weitere Vorgehen besteht darin, die Gründe für den hohen Mehrverbrauch der schlechtesten Wärmeabnehmer zu eruieren und Verbesserungsvorschläge zu erarbeiten und umzusetzen.

5.6 Ergebnisse AVARI AG

5.6.1 Datenerfassung und Auswertung

Bei dieser Anlage ist kein übergeordnetes Leitsystem vorhanden. Die Wärmezähler werden im Moment mit Funksendern ausgerüstet, womit in Zukunft eine manuelle Auslesung der Wärmezählerdaten weitgehend entfällt und Ablesefehler vermieden werden können. Bei Projektstart im Januar 2014 waren ungefähr 40 von 120 Wärmezähler damit ausgerüstet, unterdessen (Juli 2016) sind es gut 100. In der Wärmezentrale gibt es für die drei Teilnetze nur einen Hauptwärmezähler, der von Hand abgelesen wird. Damit möglichst noch vor der Heizperiode 2014/2015 eine Beurteilung des Mehrverbrauchs vorliegt und eventuell schon Verbesserungsvorschläge umgesetzt werden können, sind Daten von 43 Wärmezählern vom 17. April 2014 bis 1. Juli 2014 aufgezeichnet und ausgewertet worden.

Gemäss den Technischen Anschlussvorschriften (TAV) wird eine Temperaturspreizung von minimal 30 K im Auslegezustand und minimal 15 K während der Sommermonate gefordert. Für die Berechnung des Mehrverbrauchs wird mit einer Referenz-Temperaturspreizung von 45 K gerechnet, was im Auslegezustand einer Rücklauftemperatur von 45°C entspricht.

Bild 5.5 zeigt die Ergebnisse der zehn schlechtesten der 43 Wärmeabnehmer, die mit einem Funkmodul ausgestattet sind. Die Daten wurden vom 17. April 2014 bis zum 1. Juli 2014 aufgenommen. Es ist ersichtlich, dass der Wärmeabnehmer A (anonymisiert) mit Abstand den höchsten Mehrverbrauch aufweist. Bezogen auf die oben erwähnten 43 Wärmeabnehmer könnte durch Optimierung der hydraulischen Einbindung beim Wärmeabnehmer A die gesamte Rücklauftemperatur theoretisch um knapp 15°C gesenkt werden. Damit würde in diesem Zeitraum die mittlere Temperaturspreizung im Teilstrang Interlaken 30.5 K statt 15.5 K betragen. Der nächste Wärmeabnehmer, Previs Oelestrasse 6-10, weist einen viel kleineren Mehrverbrauch aus und der Einfluss auf die Rücklauftemperatur beträgt lediglich 1°C. Da die addierten Wärme- und Wassermengen der 43 Wärmeabnehmer als Vergleichsbasis verwendet werden, wird der Wert des Mehrverbrauchs und der Einfluss auf die Rücklauftemperatur in diesem Fall aber überbewertet, da als Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge vom Hauptzähler keine Daten vorliegen.

Annahmen									
				K					45
				kJ/(kg K)					4185
				kg/m ³					980
Ablesezeitraum									
					17.04.14				
					01.07.14				
				d					75
				h					1800
Ergebnisse									
				K					15.5
				kWh/t					783888
				m ³ /t					44300
				m ³ /h					25
Leistungs- und Optimierungspotenzial									
				kW					435
				kW/K					28

Rang	Zähler Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
			kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	60217564	Wärmeabnehmer A	980	187530	25333	931	21675.04	-14.9	6.5
2	66195931	Previs Oelestr. 6-10	60	11751	3058	953	2828.78	-1.1	3.4
3	60824540	Sphinx Systems Ltd. Fipj	80	7393	1118	450	973.79	-0.3	5.8
4	60686592	Halle 2 Flupplatz p/A Finanzen Verteidigung (ALC-T 4448/KA)	170	10960	966	314	752.21	-0.3	10.0
5	66419279	STWEG Hölzstrasse 38 p/A Kämpf & Stautfer Treuhand AG	50	15002	1029	1460	736.37	-0.3	12.8
6	65402255	Überbeugung Dell Matten p/A Triva-Treuhand AG	130	48973	1225	1758	308.74	-0.1	33.7
7	69197056	RUAG Real Estate AG	830	115530	2561	677	307.47	-0.1	39.6
8	66806063	STWEG Höchweg 82a p/A Triva Treuhand	100	28764	740	1303	223.94	-0.1	31.5
9	60705108	STWEG Freiestr. 2/2 p/A Triva Treuhand	70	32237	818	2241	187.18	-0.1	34.7
10	65267425	Erwin Müller	20	4392	209	1069	123.33	0.0	18.4

Bild 5.5 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur für die 10 schlechtesten der 43 Wärmeabnehmer mit Funkmodul für den Zeitraum vom 17. April 2014 – 1. Juli 2014.

Das Bild 5.6 zeigt die Ergebnisse mit korrigierten Gesamtwärme- und -wassermengen. Da nicht von allen Wärmeabnehmern die notwendigen Daten korrekt vorliegen und für den Teilstrang Interlaken kein separater Hauptwärmezähler installiert ist, wird die Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge korrigiert, indem die vorhandenen Werte der Wärme- und Wassermenge um einen Erweiterungsfaktor aus den abonnierten Anschlussleistungen aller Wärmeabnehmer zu den abonnierten Anschlussleistungen der auswertbaren Wärmeabnehmer erweitert wird. Die abonnierte Anschlussleistung aller Wärmeabnehmer beträgt etwa 16.8 MW. Die abonnierte Anschlussleistung der auswertbaren Wärmeabnehmer betrug in diesem Zeitraum 4'041 kW. Daraus gibt sich ein Erweiterungsfaktor von ungefähr 4.16.

Annahmen			
Referenz Temperaturspreizung	K		45
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)		4.185
Dichte Wasser	kg/m ³		990
Ablesenzeitraum			
		17.04.14	
		01.07.14	
	d		75
	h		1800
Ergebnisse			
mittlere Temperaturspreizung	K		15.5
Gesamte Wärmemenge	kWh/t		3'258'926
Gesamte Wassermenge	m ³ /t		184'172
Spezifische Wassermenge	m ³ /h		102.3
Leistungs- und Optimierungspotenzial			
Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW		1810.5
Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K		116.6

Rang	Zähler Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
			kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	69217564	Wärmeabnehmer A	990	167'530	25'339	991	21'675.04	-2.1	6.5
2	66196931	Freixes Oelstr. 6-10	60	11'751	3'058	953	2'828.78	-0.2	3.4
3	60824540	Sphinx Systems Ltd. Flpl	60	7'393	1'119	450	973.79	-0.1	5.8
4	60686502	Halle 2 Flugplatz p/A Finanzen Verteidigung (ALC-T 4448/KA)	170	10'960	966	314	752.21	-0.1	10.0
5	66418279	STWEG Rütlistrasse 38 p/A Kämpf & Stautfer Treuhand AG	50	15'002	1'029	1'460	796.37	-0.1	12.8
6	65402255	Überbauung Oeli Matten p/A Triva-Treuhand AG	130	46'973	1'225	1'758	308.74	0.0	33.7
7	69197056	HUAG Real Estate AG	830	115'530	2'561	677	307.47	0.0	39.6
8	66806063	STWEG Höhenweg 52a p/A Triva Treuhand	100	26'764	746	1'309	223.94	0.0	31.5
9	60706108	STWEG Freiestr. 2/2 a p/A Triva Treuhand	70	32'237	816	2'241	187.18	0.0	34.7
10	65267425	Erwin Möller	20	4'392	209	1'069	123.33	0.0	18.4

Bild 5.6 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur mit korrigierter Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge für die 10 schlechtesten der 43 Wärmeabnehmer mit Funkmodul für den Zeitraum vom 17. April 2014 – 1. Juli 2014.

Die Auswertung zeigt dieselbe Reihenfolge, jedoch mit einem reduzierten Einfluss auf die Rücklauftemperatur. Mit der Korrektur kann durch die Optimierung der hydraulischen Einbindung beim Wärmeabnehmer A die Rücklauftemperatur theoretisch um 2.1 K gesenkt werden. Dieser Wert kommt der real umsetzbaren Temperatursenkung der gesamten Rücklauftemperatur näher. Die mittlere Temperaturspreizung des Teilstrangs Interlaken würde in diesem Zeitraum 17.6 K statt 15.5 K betragen.

Basierend auf diesen Auswertungen wird der Wärmeabnehmer A für eine Begehung vor Ort ausgewählt. Weitere Grossverbraucher im Teilstrang Interlaken sind für den betrachteten Zeitraum noch nicht mit Funksendern ausgerüstet, weshalb deren Einfluss in Folgearbeiten zu bewerten ist. Jedoch wird noch ein benachbarter Wärmeabnehmer mit einer Anschlussleistung von 900 kW für eine Begehung vor Ort ausgewählt und als Wärmeabnehmer B bezeichnet. Das Ziel dieser Begehung ist Gründe für den hohen Mehrverbrauch zu finden um daraus Verbesserungsvorschläge abzuleiten.

5.6.2 Beurteilung

Am 19. August 2014 wurde eine Besichtigung bei den Wärmeabnehmern A und B vor Ort organisiert mit dem Ziel, die Gründe für den hohen Mehrverbrauch ausfindig zu machen um daraus Verbesserungsvorschläge abzuleiten. Anwesend als Begutachter waren Bernhard Christener von der IBC GmbH, Andres Jenni von Ardens GmbH und Stefan Thalmann von Verenum. Von der Betreibergesellschaft AVARI AG war Peter Gertsch und vom Wärmekunden A eine Person vom technischen Dienst und eine Person von der Geschäftsleitung anwesend. Vor Ort konnte auf die aktuellsten Prinzipschemas der hydraulischen Einbindung zugegriffen werden, was den Abgleich zwischen der visuellen Bestandsaufnahme vor Ort mit den Plänen ermöglichte und das Festhalten von Abweichungen erleichterte.

5.6.2.1 Wärmeabnehmer A

Der Wärmeabnehmer A ist ein grosser Wärmeabnehmer im Verbund mit 836 kW Anschlussleistung. Über eine Übergabestation mit zwei parallel angeordneten Wärmeübertragern mit einer Übertragungsleistung von je 418 kW wird die Wärme übertragen. Innerhalb wird die Wärme über drei Unterstationen an die einzelnen Heizkreise verteilt.

Fernwärmeübergabestation AVARI

Die Fernwärmeübergabestation befindet sich im Untergeschoss des Ost-Traktes. Die primäre Vor- und Rücklauftemperatur betrug 94°C respektive 88°C also eine Temperaturspreizung von 6 K (Bild 5.7). Bei einem momentanen Durchfluss von 13.2 m³/h wurde eine Leistung von ungefähr 92 kW übertragen. Der Druck in der Fernleitung auf der Primärseite betrug im Vorlauf 8.4 bar, im Rücklauf 5.96 bar und über dem Schmutzfänger betrug die Druckdifferenz 0.1 bar. Über der Übergabestation betrug die Druckdifferenz somit 2.45 bar.



Bild 5.7 Vor- und Rücklauftemperatur der Primärseite der Fernwärmeübergabestation AVARI mit 94°C bzw. 88°C, also einem ΔT von 6K und einem momentanen Durchfluss von 13.2 m³/h.

Folgende Mängel sind aufgefallen:

- Gemäss Herr Gertsch sind die Hauptventile im Primärkreis an der Übergabestation immer voll geöffnet.
- Sehr kleine Temperaturspreizung auf der Sekundärseite bei der Fernwärmeübergabestation AVARI mit lediglich 3K (Bild 5.8) und auf der Primärseite mit 6K (Bild 5.7).
- Die kleine Temperaturspreizung und der Zustand des Hauptventils (voll geöffnet) könnte durch die schlechte hydraulische Einbindung der Sekundärseite erklärt werden. Die hier aufgeführten Mängel sollten aber nach der Behebung der Mängel auf der Sekundärseite noch kontrolliert werden.

Empfehlung:

- Funktion des Reglers Übergabestation prüfen inklusive Einstellwerte.



Bild 5.8 Vor- und Rücklauftemperatur der Sekundärseite der Fernwärmeübergabestation AVARI mit 83°C bzw. 80°C, also einem ΔT von 3K.

Unterstation 3

Die Unterstation 3 befindet sich im selben Raum wie die Fernwärmeübergabestation und ist in folgende drei Gruppen unterteilt:

- West: Daran sind unterschiedliche Lüftungs-, Heizungs- und Warmwassererzeugungsanlagen angeschlossen. Die Vorlauftemperatur betrug 80°C und die Rücklauftemperatur betrug 70°C. Die hydraulische Einbindung der einzelnen Abnehmer wurde nicht besichtigt.
- Lüftung: Daran sind unterschiedliche Lüftungsanlagen angeschlossen.
- Radiatoren Ost: Diese war nicht im Betrieb (nicht durchströmt).

Folgende Mängel sind aufgefallen:

- An der Steuerung der Unterstation (Siemens Regler) wurde eine Grenzwertüberschreitung festgestellt. Die Grenzwertüberschreitung konnte jedoch nicht weiter eruiert werden, da die Anleitung zum Regler nicht vorhanden war.
- Es ist unklar ob bei den Lüftungen mit Dreiwegeinspritzschaltungen überall Blenden eingebaut wurden.
- Die hydraulische Einbindung von Zuluft Bar/Speicher auf der Gruppe Lüftung ist nicht wie nach Prinzipschema [19] ausgeführt (Bild 5.9). Hydraulisch eingebunden ist der Heizkreis über eine Umlenkschaltung, welche voll überströmt, wenn kein Wärmebedarf vorhanden ist.

Empfehlungen:

- Kontrollieren ob überall bei den Lüftungsgruppen mit Dreiwegeinspritzschaltungen die Blenden eingebaut sind. Ansonsten nachrüsten.
- Unterstation 3 auf Revision nach Prinzipschema [19] prüfen und gegebenenfalls umsetzen und hydraulischen Abgleich machen.
- Umbau Umlenkschaltung Lüftungsgruppe Zuluft Bar/Speicher zu einer Zweiwegeinspritzschaltung.



Bild 5.9 Zuluft Bar Speicher: Umlenkschaltung

Unterstation 2

Die Unterstation 2 befindet sich im Untergeschoss, zentral im Gebäude gelegen, in einem separaten Raum mit Warmwassererwärmer und versorgt folgende Heizgruppen:

- Lüftung Office
- Warmwassererwärmer HOVAL 1'900 Liter
- Best. Office 1.OG – DG
- Winterheizung (Best. Bereich UG)
- AN/Neubau Office und WC-Anlagen

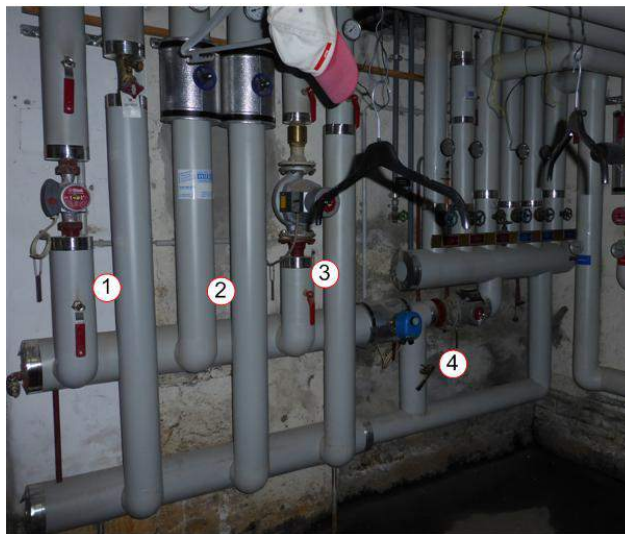


Bild 5.10 Unterstation2: Teilansicht

Folgende Mängel sind aufgefallen:

- Lüftung Office (Bild 5.10-1): Vorlauftemperatur betrug 83°C und die Rücklauftemperatur betrug 82°C. Die Temperaturspreizung ist sehr klein, grundsätzlich stellt sich hier die Frage ob die Leitung durchströmt ist oder es sich hier lediglich um Wärmeleitung handelt. Das Motorventil (automatisches Absperrventil) vor der Pumpe ist gemäss Prinzipschema [19] nicht vorhanden.
- Interne Fernleitung (Bild 5.10-2) ab Übergabestation zur Unterstation 2. Vorlauftemperatur betrug 84°C und die Rücklauftemperatur betrug 81°C. Sehr geringe Temperaturspreizung.
- Warmwassererwärmer (Bild 5.10-3): Vorlauftemperatur betrug 83°C und die Rücklauftemperatur betrug 80°C. Für einen Warmwassererwärmer sind das sehr hohe Rücklauftemperaturen. Das Motorventil (automatisches Absperrventil) vor der Pumpe ist gemäss Prinzipschema [19] nicht vorhanden.
- Bypass (Bild 5.10-4) am Verteilerbalken vorhanden und nicht geschlossen. Auf dem Prinzipschema [19] ist der Bypass nicht vorhanden.
- Es ist unklar ob bei den Lüftungen mit Dreiwegeinspritzschaltungen überall Blenden eingebaut wurden.

Empfehlungen:

- Kontrollieren ob überall bei den Lüftungsgruppen mit Dreiwegeinspritzschaltungen die Blenden eingebaut sind.
- Unterstation 2 auf Revision nach Prinzipschema [19] prüfen und gegebenenfalls umsetzen und hydraulischen Abgleich machen.
- Installation der zwei fehlenden Motorventilen (automatische Absperrventile) prüfen.
- Regelung der Warmwassererwärmung mit WRG und interner Fernwärmeleitung überprüfen (direktes Überströmen bei Detail A im Prinzipschema [19] von Vorlaufwasser in den Rücklauf möglich – Umbau von druckbeaufschlagter Dreiwegschaltung auf Zweiwegeinspritzschaltung).
- Bypass (Bild 5.10-4) am Verteilerbalken wenn möglich schliessen.

Unterstation 1

Die Unterstation 1 befindet sich im Untergeschoss des Nordtraktes. In einem Nebenraum befindet sich der Eintritt der Haupt- und Rücklaufleitung der internen Fernwärmeleitung von der Übergabestation und versorgt folgende Heizgruppen:

- Lüftung Nordtrakt (Lüftung Seminarräume)
- Gruppe Lüftung mit den Abnehmern Lüftung Saal und Lüftung Foyer
- Abgang auf Verteilerbalken im Nebenraum.

Im oben erwähnten Nebenraum hat es einen zusätzlichen Verteilerbalken mit folgenden Heizgruppen, welche gemäss Prinzipschema [19] korrekt umgebaut sind (Zweiwegeinspritzschaltungen):

- Raumheizung Büroanbau Nord
- Seminarräume
- FBH Grundlast
- Spielsaal Grundlast

- Altes Theater Grundlast
- Raumheizung
- Seminarräume OG
- Büroräume EG.

Folgende Mängel sind aufgefallen:

- Bei der Lüftung Nordtrakt betrug die Vorlauftemperatur 82°C und die Rücklauftemperatur 80°C. Die Temperaturspreizung ist sehr gering.
- Bei der Gruppe Lüftung betrug die Vorlauftemperatur 90°C und die Rücklauftemperatur 86°C. Die Temperaturspreizung ist sehr klein. Zusätzlich wurde der eine Abnehmer an der Gruppe, die Lüftung Foyer, noch genauer inspiziert. Hier könnte das Rückschlagventil im Nachwärmer undicht sein, da eine hohe Temperatur nach dem Ventil festgestellt wurde. Unklar ist ob beim Dreiwegeventil eine Blende eingebaut wurde.

Empfehlung:

- Kontrollieren ob überall bei den Lüftungsgruppen mit Dreiwegeinspritzschaltungen die Blenden eingebaut sind.
- Unterstation 1 auf Revision nach Prinzipschema [19] prüfen und gegebenenfalls umsetzen und hydraulischen Abgleich machen.

5.6.2.2 Wärmeabnehmer B

Bei der Besichtigung beim Wärmeabnehmer B zwischen 15 und 16 Uhr hatten wir alleine Zugang zu den technischen Anlagen. Vor Ort konnte auf die aktuellsten Prinzipschemas der hydraulischen Einbindung zu-griffen werden,.

Mit 900 kW Anschlussleistung ist der Wärmeabnehmer B einer der grösseren Wärmeabnehmer im Teilnetz Interlaken. Über eine Übergabestation mit zwei parallel angeordneten Wärmeübertragern mit einer Übertra-gungsleistung von je 450 kW wird die Wärme abgegeben (Bild 5.11). Die gesamte Wärmeübertragung und Wärmebereitstellung (primäre und sekundäre Seite) ist in einem Raum untergebracht. Die Anlage verfügt über einen Notheizkessel der mit Heizöl betrieben wird und eine Nennleistung von 1'500 kW aufweist. Parallel dazwischen geschaltet sind vier Zellen-Wassererwärmer mit je 6 Zellen. Danach geht es auf zwei Verteilerbalken. Die Hochdruck-Seite (Hochhaus) wird über einen Wärmeübertrager hydraulisch getrennt. Der andere Verteiler ist im Kesselkreis integriert.

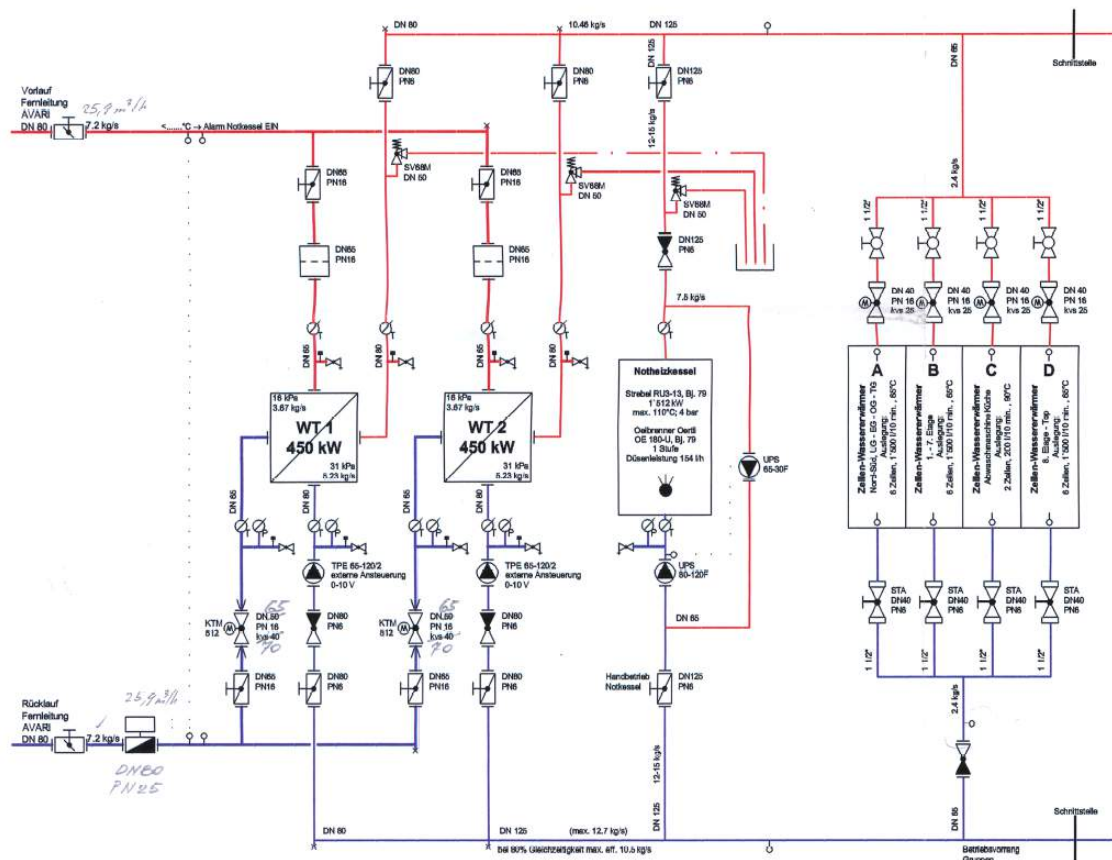


Bild 5.11 Übergabestation, Notheizkessel und Zellen-Wassererwärmer beim Wärmeabnehmer B [20].

Es sind keine offensichtlichen Mängel aufgefallen. Aufgrund des geringen Wärmebedarfs zu dieser Jahres-zeit wurde eine zweite Besichtigung der Anlage während der Heizsaison beschlossen. Dabei soll die Funk-tion der Überströmventile an den Verteilerbalken, die Übergabestation und die Wärmeverteilung (sekundär Seite) nochmals überprüft werden.

Eine erneute Besichtigung vom 21. Januar 2015 hat keine weitere Erkenntnisse gebracht, die Übergabesta-tion scheint in einem sachgerechten Zustand zu sein.

5.6.3 Umsetzung und Erfolgskontrolle

Aufgrund der Auswertung der Daten und den Empfehlungen aus der Begutachtung vom 19. August 2014 wurden im Teilstrang Interlaken hauptsächlich beim Wärmeabnehmer A Optimierungsmassnahmen umgesetzt und Reparaturen vorgenommen, um einerseits die Funktion der Fernwärme-Übergabestation sicherzustellen und andererseits die primäre Rücklauftemperatur zu senken. Weitere Anpassungen erfolgten während der letzten eineinhalb Jahre bei mehreren anderen Wärmeabnehmern. Weil kein übergeordnetes Leitsystem vorhanden ist und beim Start des Projektes nicht alle Wärmeabnehmer mit Funksendern ausgerüstet waren, sind dazu nicht genügend auswertbare Daten vorhanden. Die folgenden Ausführungen zur Umsetzung von Optimierungsmassnahmen beschränken sich daher auf den Wärmeabnehmer A.

Wie in Kapitel 0 ausgeführt, waren bei der Besichtigung vorwiegend auf der Sekundärseite Mängel festgestellt worden, sodass grosse Volumenströme praktisch ungekühlt in den sekundären Rücklauf gelangten. Im Laufe der Behebung dieser Mängel, wurden noch folgende Mängel festgestellt, welche auch die Primärseite betroffen haben:

- Die beiden Primär-Regelventile der Übergabestation funktionierten nicht zuverlässig.
- Eine Motor-Absperrklappe schloss nicht, so dass einer der beiden Plattenwärmeübertrager der Übergabestation sekundärseitig dauernd durchströmt wurde.
- Der Magnetflussfilter für die Plattenwärmeübertrager der Übergabestation wurde nicht korrekt gewartet. Was zur Folge hatte, dass die Plattenwärmeübertrager sich sekundärseitig stark verschmutzten und den Wärmeübergang wesentlich verschlechterte.

Die in Kapitel 0 aufgeführten Mängel auf der Sekundärseite und die oben erwähnten Mängel wurden im Laufe des Herbst/Winter 2015/16 folgendermassen behoben:

- Im September 2015 wurden auf der Sekundärseite die Dreiwegeinspritzventile mit Drosselblenden mit Loch-Durchmesser von 2 mm ausgerüstet.
- Im September 2015 wurde auf der Sekundärseite die Warmwasser-Ladeleitung, die bisher dauernd voll durchströmt wurde, mit einem Motor-Durchgangsventil ausgerüstet.
- Der Magnetflussfilter und die Plattenwärmeübertrager wurden gereinigt und Instand gesetzt. Ein Plattenwärmeübertrager konnte wegen der starken Verschmutzung nicht einwandfrei gereinigt werden und musste ersetzt werden.
- Am 01.12.2015 wurden die beiden primärseitigen Kombiventil-Antriebe ersetzt. Es wurde vorerst nur ein Plattenwärmeübertrager in Betrieb genommen.
- Am 11.02.2016 wurde der zweite Plattenwärmeübertrager ersetzt und in Betrieb genommen.

Da kein Leitsystem vorhanden ist, wurden zwischen dem 10. September 2015 und dem 26. Juni 2016 regelmässig Wärmezählerdaten (Energienmenge in MWh, Wassermenge in m^3 und Durchfluss in m^3/h) und Temperaturen der Übergabestation (primär- und sekundärseitige Vor- und Rücklauftemperaturen in $^{\circ}\text{C}$) notiert. Bild 5.12 zeigt den Einfluss der Optimierungsmassnahmen deutlich. Insbesondere hat der Ersatz der beiden primärseitigen Kombiventil-Antriebe in der Übergabestation vom 1. Dezember 2015 einen erheblichen Einfluss auf die primäre Rücklauftemperatur bzw. auf die Temperaturspreizung. Nach dem Ersatz der Kombiventil-Antriebe beträgt die mittlere Rücklauftemperatur nur noch 58.1°C statt 81.1°C bzw. hat sich die mittlere Temperaturspreizung von 8.7 K auf 31.6 K mehr als verdreifacht (Faktor 3.6).

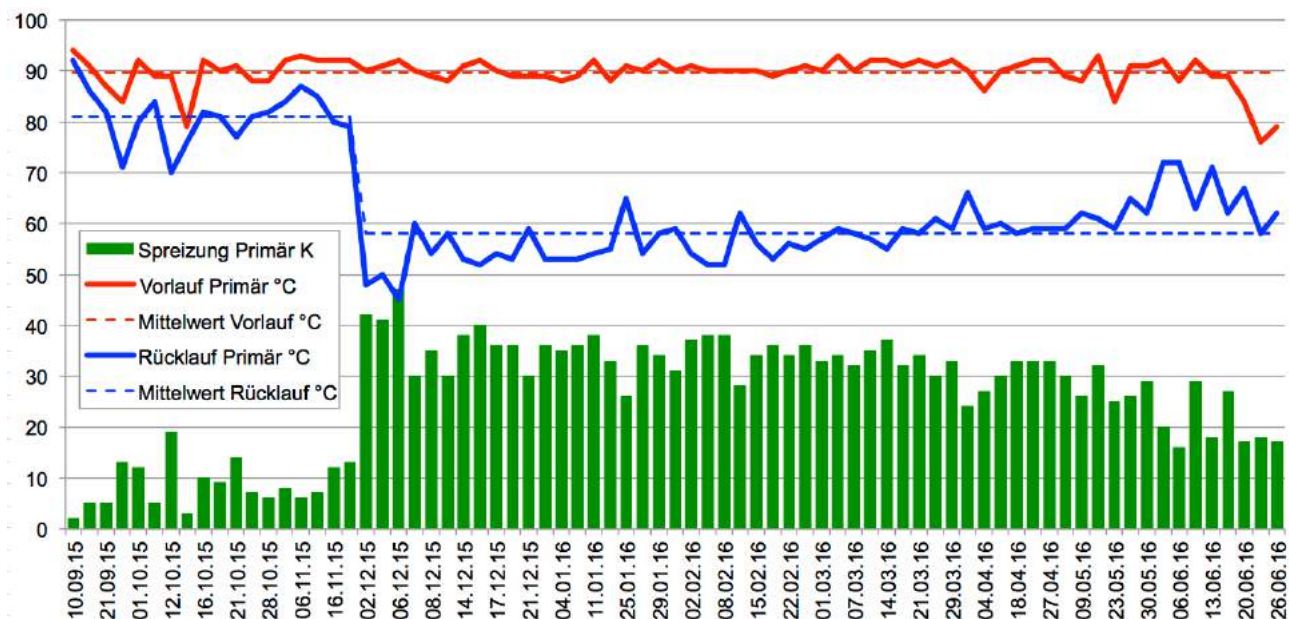


Bild 5.12 Wärmehäufigkeitsdaten und Temperaturen der Übergabestation beim Wärmeabnehmer A für den Zeitraum vom 10. September 2015 bis 26. Juni 2016.

In Bild 5.13 sind die Ergebnisse der zehn schlechtesten der 52 Wärmeabnehmer zu sehen, die im Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 mit einem Funkmodul ausgestattet sind und entspricht der Situation vor der Umsetzung der Optimierungsmassnahmen. Da nicht von allen Wärmeabnehmern die notwendigen Daten zur Berechnung des Einflusses auf die Rücklauftemperatur vorliegen, wurde die Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge korrigiert, indem die vorhandenen Werte der Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge um den Erweiterungsfaktor aus den abonnierten Anschlussleistungen aller Wärmeabnehmer zu den abonnierten Anschlussleistungen der auswertbaren Wärmeabnehmer erweitert wird. Die abonnierte Anschlussleistung aller Wärmeabnehmer betrug in diesem Zeitraum ungefähr 16.8 MW. Die abonnierte Anschlussleistungen der auswertbaren Wärmeabnehmer betrug in diesem Zeitraum 4'850 kW. Daraus ergibt sich ein Erweiterungsfaktor von ungefähr 3.5.

Die mittlere Temperaturspreizung beim Wärmeabnehmer A beträgt gemäss Bild 5.13 im Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 nur 11.7 K. Gemäss dieser Auswertung würde durch eine Optimierung der hydraulischen Einbindung auf die Referenz-Temperaturspreizung die gesamte primäre Rücklauftemperatur theoretisch um 1.8°C sinken. Die mittlere Temperaturspreizung im Teilstrang Interlaken würde dann im betrachteten Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 theoretisch 26.4 K statt 24.6 K betragen. Es ist ersichtlich, wie schon bei Beginn des Projekts erhoben (Kapitel 5.6.1), dass der Wärmeabnehmer A mit Abstand den höchsten Mehrverbrauch und auch den grössten Einfluss auf die Rücklauftemperatur aufweist.

Annahmen		
Referenz Temperaturspreizung	K	45
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980
Ableseseitraum		
	08.10.14	
	31.12.14	
d		84
h		2016
Ergebnisse		
mittlere Temperaturspreizung	K	24.6
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	9'562'470
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	340'877
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	169.1
Leistungs- und Optimierungspotenzial		
Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	4743.3
mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	192.6

Rang	Zähler Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
--	--	--	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	69217564	Wärmeabnehmer A	980	420'690	31'573	1865	23'367.02	-1.8	11.7
2	60823565	swisscom	550	182'197	14'173	1518	10'425.95	-0.8	11.9
3	69197056	RIJAG Real Estate AG	830	668'240	16'947	3498	3'362.30	-0.2	35.8
4	66195931	Previs Coteistr. 6-10	60	32'133	2'904	2327	2'277.21	-0.2	9.7
5	60628380	untere Böngstr. 4 (Wasserfallent)p/A Logisrent GmbH	60	43'191	1'977	3128	1'134.52	-0.1	19.2
6	60685592	Halle 2 Flugplatz p/A Finanzen Verteidigung (ALC-T 4448/KA)	170	55'613	2'107	1421	1'022.21	-0.1	23.2
7	66419279	STWEG Rütistrasse 38 p/A Kämpf & Stauffer Treuhand AG	50	33'009	1'194	2869	550.13	0.0	24.3
8	60824540	Sphinx Systems Ltd. Fipi	80	25'438	940	1382	443.81	0.0	23.8
9	60615329	Bühler Beachungen	40	33'707	1'020	3662	362.51	0.0	29.0
10	65267425	Erwin Müller	20	10'594	499	2302	292.35	0.0	18.6

Bild 5.13 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur mit korrigierter Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge für die zehn schlechtesten von 52 Wärmeabnehmern mit Funkmodul für den Zeitraum vom 8. Okt. 2014 bis 31. Dez. 2014.

In Bild 5.14 sind die Ergebnisse der zehn schlechtesten der 103 Wärmeabnehmer zu sehen, die im Zeitraum vom 28. Dezember 2016 bis 30. Juni 2016 mit einem Funkmodul ausgestattet sind. Die Auswertung entspricht der Situation nach der Umsetzung der oben beschriebenen Optimierungsmassnahmen. Die abonnierte Anschlussleistung aller Wärmeabnehmer betrug in diesem Zeitraum ungefähr 16.8 MW. Die abonnierte Anschlussleistungen der auswertbaren Wärmeabnehmer betrug in diesem Zeitraum 7'780 kW. Daraus ergibt sich ein Erweiterungsfaktor von ungefähr 2.2. Die mittlere Temperaturspreizung beim Wärmeabnehmer A beträgt im Zeitraum vom 28. Dezember 2016 bis 30. Juni 2016, also nach der Optimierung, etwa 31.6 K und deckt sich mit den händischen Wärmezählerablesungen aus Bild 5.12. Die mittlere Temperaturspreizung im Teilstrang Interlaken beträgt im selben Zeitraum etwa 29.6 K. Dieser Wert ist um 3 K höher als aufgrund der Auswertung in Bild 5.13 prognostiziert wurde. Dies kann einerseits mit den zusätzlichen Optimierungsmassnahmen im Zusammenhang stehen, welche nicht weiter bewertet werden können und andererseits mit dem Vergleich unterschiedlicher Heizperioden.

Annahmen		
Referenz Temperaturspreizung	K	45
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980
Ableseseitraum		
	28.12.15	
	30.06.16	
d		185
h		4440
Ergebnisse		
mittlere Temperaturspreizung	K	29.6
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	17'976'851
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	533'747
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	120.2
Leistungs- und Optimierungspotenzial		
Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	4048.8
mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	137.0

Rang	Zähler Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
--	--	--	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	61613932	Kongressgebäude	450	143'426	16'125	629	13'327.33	-0.8	7.8
2	61128312	Bödeli Bad	506	730'592	25'467	2883	11'206.29	-0.8	25.2
3	69197056	RIJAG Real Estate AG	830	1'077'110	29'486	2561	8'475.88	-0.5	32.1
4	61640726	Hotel City	430	664'815	21'376	3188	7'823.42	-0.4	28.5
5	69217564	Wärmeabnehmer A	980	846'200	23'517	1704	7'010.81	-0.4	31.6
6	66195931	Previs Coteistr. 6-10	60	62'476	6'987	2054	5'768.34	-0.3	7.8
7	61002524	Kappert Peter Kreuzackerweg 13	48	71'696	6'533	2947	5'134.50	-0.3	9.6
8	60823565	swisscom	550	424'544	16'672	1523	2'381.20	-0.1	34.9
9	60685592	Halle 2 Flugplatz p/A Finanzen Verteidigung (ALC-T 4448/KA)	170	94'851	4'141	1101	2'290.84	-0.1	20.1
10	60628380	untere Böngstr. 4 (Wasserfallent)p/A Logisrent GmbH	60	93'587	3'751	3077	1'925.00	-0.1	21.9

Bild 5.14 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur mit korrigierter Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge für die zehn schlechtesten von 103 Wärmeabnehmern mit Funkmodul für den Zeitraum vom 28. Dez. 2015 bis 30. Juni 2016.

Um den Einfluss der Optimierung unabhängig von den klimatischen Bedingungen zu beurteilen, die als Folge der Betrachtung unterschiedlicher Heizperioden auftritt, wird der Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 einmal mit und einmal ohne Optimierung betrachtet.

Bild 5.15 zeigt dieselben Ergebnisse der zehn schlechtesten der 52 Wärmeabnehmer wie in Bild 5.13. Für den Fall mit Optimierung wurde die mittlere Spreizung beim Wärmeabnehmer A auf 31.6 K angepasst, indem die Wassermenge von 31'573 m³ auf 11'700 m³ reduziert wurde. Die Differenz wird dem gesamten Wasservolumen in Abzug gebracht, womit sich für diesen Zeitraum eine verbesserte mittlere primäre Temperaturspreizung von 26.1 K, was einer Verbesserung um 1.5 K entspricht.

Annahmen			
Referenz-Temperaturspreizung	K	45	
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.18	
Dichte Wasser	kg/m ³	999	
Ablesezeitraum			
	08.10.14		
	31.12.14		
	d	84	
	h	2016	
Ergebnisse			
Mittlere Temperaturspreizung	K	26.1	
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	9'562'470	
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	321'004	Korrektur durch Optimierung Kursaal (19'873 m ³ nach unten)
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	159.2	
Leistungs- und Optimierungspotenzial			
Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	4743.3	
Mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	181.4	

Rang	Zähler Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	60823505	swisscom	550	192'097	14'173	1'518	10'425.95	-0.9	11.9
2	69217504	Wärmeabnehmer A	980	420'090	11'700	1'885	3'494.02	-0.3	31.6
3	60197056	RIJAG Real Estate AG	830	668'240	16'397	3'498	3'362.30	-0.3	35.8
4	66195031	Pharos Celestr. 6-10	80	32'133	2'904	2'327	2'277.21	-0.2	9.7
5	60628380	untere Böngstr. 4 (Wassertalienip/A Logisrent GmbH)	60	43'191	1'977	3'128	1'134.52	-0.1	19.2
6	60680592	Halle 2 Flugplatz p/A Finanzen Verteidigung (ALC-T 4448/KA)	170	55'613	2'107	1'421	1'022.21	-0.1	23.2
7	66419279	STWEG Rüfistrasse 38 p/A Kämpf & Staufer Treuhand AG	50	33'009	1'194	2'869	550.19	0.0	24.3
8	60624540	Sphinx Systems Ltd. Flpi	80	25'436	940	1'382	443.81	0.0	23.8
9	60615329	Bühler Beschungen	40	33'707	1'020	3'662	362.51	0.0	29.0
10	65267425	Erwin Müller	20	10'594	499	2'302	292.35	0.0	18.6

Bild 5.15 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklaufftemperatur mit korrigierter Gesamtwärme- und Gesamtwassermenge für die zehn schlechtesten von 52 Wärmeabnehmern mit Funkmodul für den Zeitraum vom 8. Okt. 2014 bis 31. Dez. 2014. Gegenüber dem Bild 5.13 wurde die mittlere Spreizung vom Wärmeabnehmer A auf 31.6 K angepasst, indem die Wassermenge von 31'573 m³ auf 11'700 m³ angepasst wurde. Die Differenz wird dem gesamten Wasservolumen in Abzug gebracht, womit sich eine verbesserte mittlere primäre Temperaturspreizung von 26.1 K ergibt.

Zusammengefasst zeigt der Vergleich der Daten aus Bild 5.13 bis Bild 5.15 folgende Erkenntnisse:

- Der Wärmeabnehmer A weist nach der Optimierung eine mittlere primäre Temperaturspreizung von 31.6 K auf (Bild 5.14). Dies entspricht mehr einer als Verdreifachung gegenüber dem Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 und deckt sich auch mit den manuellen Wärmezählerablesungen nach Bild 5.12.
- Die mittlere primäre Temperaturspreizung im Teilstrang Interlaken beträgt im Zeitraum vom 28. Dezember 2016 bis 30. Juni 2016 (Situation nach der Optimierung Bild 5.14) 29.6 K. Dies entspricht gegenüber dem Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 (vor der Optimierung Bild 5.13) einer um knapp 5 K grösseren primären Temperaturspreizung. Diese Ergebnisse bestätigen die Optimierungsmassnahmen, wobei dieser Wert jedoch um 3 K höher ist als mit der Auswertung in Bild 5.13 prognostiziert. Dies kann einerseits mit weiteren Optimierungsmassnahmen im Zusammenhang stehen, welche nicht weiter bewertet werden können und andererseits mit dem Vergleich unterschiedlicher Heizperioden.
- Um den Einfluss der Optimierung unabhängig von den klimatischen Bedingungen zu beurteilen wird derselbe Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 einmal mit und einmal ohne Optimierung betrachtet. Die mittlere primäre Temperaturspreizung im Teilstrang Interlaken beträgt nach Optimierung

(Bild 5.15) 26.1 K und vor Optimierung 24.6 K (Bild 5.13). Die Betrachtung im gleichen Zeitraum vom, 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 zeigt eine um 1.5 K bessere primäre mittlere Temperaturspreizung. Auf dieser Basis wird die wirtschaftliche Betrachtung gemacht.

Die Optimierungsmassnahmen beim Wärmeabnehmer A zeigen, dass sich die primäre mittlere Temperaturspreizung um ungefähr 1.5 K verbessert hat, was auch zu einer tieferen primären mittleren Rücklauftemperatur in der gleichen Grössenordnung führt. Daraus ergeben sich folgende positiven Auswirkungen:.

Geringerer Strombedarf

Bei gleicher Abnahmeleistung reduziert sich der Volumenstrom und daraus ergibt sich ein geringerer Strombedarf für die Netzpumpen.

Geringerer Brennstoffeinsatz

Bei gleicher Abnahmeleistung resultieren aus der verbesserten Temperaturspreizung geringfügig reduzierte Wärmeverluste und daraus ein geringerer Brennstoffeinsatz.

Erhöhte Leistungskapazität im Wärmenetz:

Mit einer vergrösserten Temperaturspreizung wird die übertragbare Wärmeleistung des Netzes erhöht. Aus der Division der mittleren Leistung durch die mittlere Spreizung ergibt sich eine mittlere spezifische Leistungskapazität in kW pro Kelvin Temperaturspreizung. Mit diesem Mittelwert wird die spezifische Leistungskapazität im Auslegepunkt jedoch unterschätzt und kann dementsprechend korrigiert werden. Einerseits wird die Leistungskapazität abgeschätzt, indem die mittlere spezifische Leistungskapazität von 192.6 kW/K (Bild 5.13) mit einem Erweiterungsfaktor korrigiert wird. Der Erweiterungsfaktor wird bestimmt, indem das Verhältnis zwischen der im Auslegepunkt notwendigen Leistungsbedarf und dem mittleren Leistungsbedarf im betrachteten Zeitraum gebildet wird. Der im Auslegepunkt notwendige Leistungsbedarf wird über die abonnierte Anschlussleistung aller Wärmeabnehmer und dem Gleichzeitigkeitsfaktor bestimmt. Da der mittlere Leistungsbedarf über Daten ab Wärmezentrale bestimmt wurden, müssen noch Wärmeverteilverluste im Fernwärmenetz berücksichtigt werden. Die abonnierte Anschlussleistung aller Wärmeabnehmer betrug im Zeitraum vom 8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014 ungefähr 16.8 MW. Es wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 85% angenommen. Daraus ergibt sich ein im Auslegepunkt notwendiger Leistungsbedarf von ungefähr 14'280 kW. Leistungsbezogen werden ungefähr 3% Wärmeverteilverluste berücksichtigt. Somit ergibt sich ein im Auslegepunkt notwendiger Leistungsbedarf ab Wärmezentrale von ungefähr 14.7 MW. Der mittlere Leistungsbedarf in diesem Zeitraum betrug gemäss Bild 5.13 4'743.3 kW. Daraus ergibt sich ein Erweiterungsfaktor von ungefähr 3.1. Daraus ergibt sich im Auslegepunkt eine spezifische Leistungskapazität von ungefähr $192.6 \text{ kW/K} \cdot 3.1 = 597 \text{ kW/K}$. Die im Auslegepunkt freie Leistungskapazität ergibt sich aus der spezifischen Leistungskapazität multipliziert mit der vergrösserten Temperaturspreizung von rund $597 \text{ kW/K} \cdot 1.5 \text{ K} = 896 \text{ kW}$.

Andererseits kann die Leistungskapazität abgeschätzt werden, indem der im Auslegepunkt notwendige Leistungsbedarf durch die mittlere Temperaturspreizung (nicht optimierte Situation) dividiert wird. Der im Auslegepunkt notwendige Leistungsbedarf berechnet sich wie oben und beträgt 14.7 MW. In der nicht optimierten Situation beträgt die mittlere Temperaturspreizung 24.6 K (Bild 5.13). Daraus ergibt sich im Auslegepunkt eine spezifische Leistungskapazität von knapp $14'708 \text{ kW} / 26.6 \text{ K} = 598 \text{ kW/K}$. Die im Auslegepunkt freie Leistungskapazität ergibt sich aus der spezifischen Leistungskapazität multipliziert mit der vergrösserten Temperaturspreizung von $598 \text{ kW/K} \cdot 1.5 \text{ K} = 897 \text{ kW}$.

5.7 Ergebnisse WV Saanen-Gstaad

Der Wärmeverbund Saanen-Gstaad verfügt über ein übergeordnetes Leitsystem, über das alle notwendigen Daten der Wärmeabnehmer ausgelesen werden können. Der Hauptwärmezähler ist jedoch nicht an das Leitsystem angeschlossen und wird von Hand abgelesen. Das Fernwärmenetz wird gemäss Wärmeliefervertrag und Technischen Anschlussbedingungen (TAB) bei einer Aussentemperatur von unter -9°C mit einer Vorlauftemperatur von 125°C betrieben. Ab -9° bis $+8^{\circ}\text{C}$ wird die Vorlauftemperatur gleitend auf eine Vorlauftemperatur von 75°C gesenkt. Die Rücklauftemperatur sollte bei bestehenden Hausanlagen nicht höher als 55°C und für neue Hausanlagen nicht höher als 45°C sein. Gemäss diesem Betriebsregime wird eine Temperaturspreizung von minimal 70 K im Auslegezustand und minimal 20 K während der Sommermonate gefordert. Für die Berechnung des Mehrverbrauchs wird mit einer Referenz-Temperaturspreizung von 65 K gerechnet, was im Auslegezustand einer Rücklauftemperatur von 60°C entspricht.

Bild 5.16 zeigt die Ergebnisse der zehn schlechtesten der 157 von 186 Wärmeabnehmern, welche zu diesem Zeitpunkt Wärme bezogen haben (Daten vom 1. August 2014 bis zum 1. Juni 2015). Das Hotel Palace weist dabei den höchsten Mehrverbrauch auf. Durch Optimierung der hydraulischen Einbindung könnte die Rücklauftemperatur um 1.5 K gesenkt werden. Der zweitschlechteste Wärmeabnehmer, Grand Hotel Park GW0, weist einen Einfluss auf die Rücklauftemperatur von lediglich 1.0°C aus.

Bild 5.17 zeigt die Ergebnisse vom 1. Dezember 2014 bis zum 1. Januar 2015. Gemäss dem Betreiber des Wärmeverbundes ist in der Weihnachtszeit mit der höchsten Belegung zu rechnen – also mit dem höchsten Gleichzeitigkeitsfaktor. Dies widerspiegelt sich auch in der Anzahl Wärmeabnehmer, die Wärme beziehen und die von 157 auf 174 gestiegen ist. Die Ergebnisse zeigen, dass das Hotel Palace auch für diesen Zeitraum den höchsten Mehrverbrauch aufweist, wobei der Einfluss auf die Rücklauftemperatur auch mit hoher Belegung mit 0.7°C gering ist.

Aufgrund der vorliegenden Daten weisen die Wärmeabnehmer ein geringes Optimierungspotenzial zur Senkung der Rücklauftemperatur auf. Deshalb wurden keine weiteren Massnahmen ergriffen. Dennoch bietet sich an, die hydraulische Einbindung bei ausgewählten Wärmeabnehmern zu untersuchen, so zum Beispiel der Wärmeabnehmer 637 Gottschalk, Wispile, der eine vergleichsweise tiefe mittlere Temperaturspreizung aufweist. Die grossen Wärmeabnehmer wie Hotel Alpina und Hotel Palace weisen dagegen ein beschränktes Potenzial für wirtschaftliche Massnahmen auf. Aus diesem Grund wurden die Umsetzung von Optimierungsmassnahmen an diesem Fernwärmenetz nicht weiterverfolgt, sondern stattdessen ein zusätzliches Netz zur Optimierung ausgewählt, das nachfolgend beschrieben wird.

Annahmen

Referenz Temperaturspreizung	K	65
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980

Ablesezeitraum	01.08.14	
	01.03.15	
	d	212
	h	5088

Ergebnisse

mittlere Temperaturspreizung	K	59.2
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	18'888'682
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	280'223
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	55

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Leistungs- und Optimierungspotenzial

Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	3712
Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	66

Rang	Kunden Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	601	Hotel Palace GO001	1400	2'302'710	37'945	2'832	6'848.95	-1.5	53.3
2	629	Alpina Haus 4 / 5 GO	415	367'760	9'261	1'526	4'295.11	-0.9	34.9
3	644	Grand Hotel Park GW0	1000	1'147'130	19'599	1'975	4'107.87	-0.9	51.4
4	518	Hotel Bernerhof GUG0	360	444'380	9'653	2'125	3'651.82	-0.8	40.4
5	260	Alterszentrum Saanen	200	314'235	7'335	2'705	3'091.40	-0.7	37.6
6	505	Hotel Viktoria HK /	130	225'890	5'744	2'992	2'693.05	-0.6	34.5
7	209	Hotel Landhaus Maste	150	173'761	4'965	1'994	2'618.84	-0.6	30.7
8	637	Gottschalk, Wispile	58	53'425	2'942	1'586	2'220.04	-0.5	15.9
9	266	Hotel Spitzhorn SF01	280	226'648	5'250	1'394	2'189.14	-0.5	37.9
10	254	Spitalgebäude Saanen	390	408'660	7'340	1'804	1'821.59	-0.4	48.9

Bild 5.16 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur für die 10 schlechtesten der 157 Wärmeabnehmer für den Zeitraum vom 1. August 2014 – 1. März 2015.

Annahmen

Referenz Temperaturspreizung	K	65
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980

Ablesezeitraum	01.12.14	
	01.01.15	
	d	31
	h	744

Ergebnisse

mittlere Temperaturspreizung	K	65.4
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	3'874'300
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	52'017
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	70

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Leistungs- und Optimierungspotenzial

Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	5207
Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	84

Rang	Kunden Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	601	Hotel Palace GO001	1400	520'880	7'614	4'381	580.35	-0.7	60.0
2	260	Alterszentrum Saanen	200	60'248	1'316	3'547	502.70	-0.6	40.2
3	518	Hotel Bernerhof GUG0	360	88'180	1'625	2'884	434.50	-0.6	47.6
4	209	Hotel Landhaus Maste	150	35'351	851	2'775	373.16	-0.5	36.5
5	505	Hotel Viktoria HK /	130	43'640	903	3'953	314.08	-0.4	42.4
6	629	Alpina Haus 4 / 5 GO	415	66'450	1'181	1'885	283.35	-0.4	49.4
7	266	Hotel Spitzhorn SF01	280	53'149	986	2'235	268.56	-0.3	47.3
8	419	B. Hauswirth GmbH GU	100	5'577	326	678	248.29	-0.3	15.5
9	637	Gottschalk, Wispile	58	11'845	310	2'405	149.69	-0.2	33.6
10	403	Chalet Madora WW GUG	100	2'675	153	315	116.45	-0.1	15.4

Bild 5.17 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur für die 10 schlechtesten der 174 Wärmeabnehmer den Zeitraum vom 1. Dezember 2014 – 1. Januar 2015.

5.8 Ergebnisse Heizverbund Untere Kniri AG

5.8.1 Datenerfassung und Auswertung

Beim Heizverbund Untere Kniri AG konnten dank dem übergeordneten Leitsystem die benötigten Daten rückwirkend ausgelesen werden. Die Beurteilung erfolgt anhand der Daten für den Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 von 61 Wärmekunden. Das Fernwärmenetz wird mit einer konstanten Vorlauftemperatur von 75°C betrieben. Die Rücklauftemperatur sollte bei Altbauten nicht mehr als 50°C und bei Neubauten nicht mehr als 40°C betragen. Während der Erwärmung von Brauchwarmwasser beträgt die maximale Rücklauftemperatur 50°C. Gemäss diesem Betriebsregime ergibt sich eine Temperaturspreizung von minimal 35 K im Auslegezustand für Neubauten und minimal 25 K während der Brauchwarmwassererwärmung und für Altbauten. Für die Berechnung des Mehrverbrauchs wird mit einer Referenz-Temperaturspreizung von 30 K gerechnet, was im Auslegezustand einer Rücklauftemperatur von 45°C entspricht.

In Bild 5.18 sind die Ergebnisse der zehn schlechtesten der 45 Wärmeabnehmer im West-Strang zu sehen. Aus den Daten für den Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 ergibt sich eine mittlere jährliche Temperaturspreizung von 28.3 K, was bei einer Vorlauftemperatur von 75°C einer Rücklauftemperatur von 46.7°C entspricht. Es ist gut ersichtlich, dass der Rosenweg 9 den höchsten Mehrverbrauch von 5197 m³/a mit der kleinsten mittleren jährlichen Temperaturspreizung von 5.5 K aufweist. Durch die Optimierung der hydraulischen Einbindung des Rosenwegs 9 auf die Referenz-Temperaturspreizung könnte die Rücklauftemperatur um gut 1 K gesenkt werden. Der zweitschlechteste Wärmeabnehmer, Nägeligasse 27/29/31 (Altersheim), weist einen etwas kleineren Mehrverbrauch von 4482 m³/a bei einer weit höheren mittleren jährlichen Temperaturspreizung von 23.8 K aus. Der Einfluss auf die Gesamt-Rücklauftemperatur beträgt auch gut 1 K.

Bild 5.19 zeigt die Ergebnisse der zehn schlechtesten der 16 Wärmeabnehmer im Ost-Strang. Aus den Daten für den Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 ergibt sich eine mittlere jährliche Temperaturspreizung von 26.9 K, was bei einer Vorlauftemperatur von 75°C einer Rücklauftemperatur von 48.1°C entspricht. Es ist gut ersichtlich, dass das Kloster St.-Klara den höchsten Mehrverbrauch von 4249 m³/a bei einer mittleren jährlichen Temperaturspreizung von 24.0 K aufweist. Durch Optimierung der hydraulischen Einbindung der Übergabe beim Kloster St.-Klara auf die Referenz-Temperaturspreizung könnte die Rücklauftemperatur um 2.6 K gesenkt werden. Der zweitschlechteste Wärmeabnehmer, Rathausplatz 1/8/9 (Rathaus und Gericht), weist einen Mehrverbrauch von 2297 m³/a bei einer mittleren jährlichen Temperaturspreizung von 19.6 K aus. Der Einfluss auf die Gesamt-Rücklauftemperatur beträgt ungefähr 1.5 K.

Annahmen

Referenz Temperaturspreizung	K	30
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980

Ablesezeitraum	31.01.14	
	31.01.15	
	d	365
	h	8760

Ergebnisse

mittlere Temperaturspreizung	K	28.3
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	4'019'650
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	124'600
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	14.2

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Leistungs- und Optimierungspotenzial

Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	458.9
Mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	16.2

Rang	Kunden Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	MB123	Rosenweg 9	28	39'656	6'357	1'416	5'196.60	-1.2	5.5
2	MB119	Nägeligasse 27/29/31	375	589'570	21'732	1'572	4'481.76	-1.1	23.8
3	MB153	stansstadterstrasse 28	75	139'510	5'817	1'860	1'734.57	-0.4	21.1
4	MB118	Nägeligasse 25/33	275	317'687	10'725	1'155	1'429.49	-0.3	26.0
5	MB146	Dorfplatz 2	65	110'981	4'076	1'707	829.11	-0.2	23.9
6	MB150	Dorfplatz 9/10	108	146'089	4'905	1'353	630.08	-0.1	26.1
7	MB139	Alter Postplatz 2	61	123'631	4'237	2'027	619.78	-0.1	25.6
8	MB135	Nägeligasse 6	51	74'794	2'793	1'467	604.20	-0.1	23.5
9	MB116	Nägeligasse 15/17	30	42'798	1'777	1'427	524.77	-0.1	21.1
10	MB142	Bahnhofplatz 3	141	204'437	6'494	1'450	512.67	-0.1	27.6

Bild 5.18 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur für die 10 schlechtesten der 45 Wärmeabnehmer im West-Strang für den Zeitraum vom 31. Januar 2014 - 31. Januar 2015.

Annahmen

Referenz Temperaturspreizung	K	30
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980

Ablesezeitraum	31.01.14	
	31.01.15	
	d	365
	h	8760

Ergebnisse

mittlere Temperaturspreizung	K	26.9
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	1'457'140
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	47'471
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	5.4

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Leistungs- und Optimierungspotenzial

Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	166.3
Mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	6.2

Rang	Kunden Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	MB201	St Klararain 1	400	583'290	21'316	1'458	4'249.21	-2.6	24.0
2	MB210	Rathausplatz 1/8/9	94	148'863	6'654	1'584	2'298.52	-1.4	19.6
3	MB215	Dorfplatz 7/7a	91	120'820	4'607	1'328	1'071.93	-0.6	23.0
4	MB208	Rathausplatz 7	38	61'897	2'301	1'629	489.55	-0.3	23.6
5	MB205	Mürgstrasse 8	15	19'067	698	1'271	140.22	-0.1	24.0
6	MB213	Marktgasse 5	30	46'835	1'471	1'561	100.45	-0.1	28.0
7	MB216	Bauernhaus Kloster Klara	30	7'217	302	241	90.74	-0.1	21.0
8	MB211	Spielgasse 1 / Marktgasse 6	17	23'270	710	1'369	28.84	0.0	28.8
9	MB217	Spielgasse 4	30	16'682	504	556	16.20	0.0	29.0
10	MB207	Mürgstrasse 12	29	39'170	1'108	1'351	-38.38		

Bild 5.19 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur für die 10 schlechtesten der 16 Wärmeabnehmer im Ost-Strang für den Zeitraum vom 31. Januar 2014 - 31. Januar 2015.

Basierend auf der Datenauswertung wurden folgende Wärmeabnehmer für eine Begehung, an der Ursachen für den hohen Mehrverbrauch gesucht wurden, ausgewählt:

- Rosenweg 9; MFH mit drei Parteien; West-Strang
- Nägeligasse 27/29/31; Altersheim; West-Strang
- Nägeligasse 25/33; Altersheim; West-Strang
- St.-Klararain 1; Kloster St.-Klara; Ost-Strang
- Rathausplatz 1/8/9; Rathaus und Gericht; Ost-Strang.

5.8.2 Beurteilung

Mit dem Fernwärmenetzbetreiber und den Wärmeabnehmern wurde am 17. September 2015 eine Begehung vor Ort organisiert. Anwesend an dieser Begehung waren Herr Hans Büchel und Thaddeus Kupferschmied vom Wärmeverbund Untere Kniri und bei den jeweiligen Wärmeabnehmer eine verantwortliche Person vom technischen Dienst oder Bewohner der Liegenschaft und Herr Stefan Thalmann von Verenum.

5.8.2.1 Rosenweg 9

Der Rosenweg 9 ist ein Mehrfamilienhaus mit drei Wohnungen im Verbund mit 28 kW Anschlussleistung. Über eine indirekte Übergabestation mit Wärmeübertrager wird die Wärme an die Sekundärseite abgegeben. Die Übergabestation befindet sich im Erdgeschoss.

Gemäss Wärmezähler wurde keine Leistung übertragen. Dennoch wurde ein momentaner Durchfluss von ungefähr $1.0 \text{ m}^3/\text{h}$ am Wärmezähler angezeigt. Auf der Sekundärseite wurde zu diesem Zeitpunkt keine Wärmeabnahme festgestellt.



Bild 5.20 Vor- und Rücklauftemperatur der Primärseite der Fernwärmeübergabestation Rosenweg 9 mit jeweils 73°C , also einem ΔT von 0 K und einem momentanen Durchfluss von $1.0 \text{ m}^3/\text{h}$.

Folgender Mangel ist aufgefallen:

- Gemäss Wärmezähler fliesst primärseitig knapp $1 \text{ m}^3/\text{h}$ über den Wärmeübertrager, obwohl sekundärseitig keine Wärmeabnahme stattfand. Als Vergleich ist im Auslegefall bei einer Anschlussleistung von 28 kW und einer minimalen Temperaturspreizung von 25 K (gemäss den Technischen Anschlussvorschriften) ein Volumenstrom von knapp $1 \text{ m}^3/\text{h}$ notwendig. Es scheint so, als ob das Regelventil voll offen ist. Aus der mittleren jährlichen Temperaturspreizung von 5.5 K ist zu schliessen, dass das Regelventil wahrscheinlich nie oder nur selten schliesst.

Empfehlungen:

- Funktionstüchtigkeit des Regelventils prüfen. Einstellungen kontrollieren und eventuell anpassen.
- Regelung der Vorlauftemperatur auf der Sekundärseite prüfen (inkl. Einstellparameter). Prüfen ob die Differenz zwischen Vorlauftemperatur Primär und Vorlauftemperatur Sekundär (Sollwert) für eine gute Regelung genügend gross ist (z.B. > 5 K; Vorlauftemperatur Primär = Vorlauftemperatur Sekundär + 5 K)
- Kontrolle der Funktion durch Bestimmung des Mehrverbrauchs über einen Zeitraum von mindestens drei Monaten. Wärmezählerstände für Energie und Volumen sind für den oben genannten Zeitraum nach der erfolgten Reparatur aufzuzeichnen.

5.8.2.2 Nägeligasse 27/29/31

Der Wärmeabnehmer an der Nägeligasse 27/29/31 gehört zu einem Altersheim mit insgesamt vier Gebäuden, wobei an dieser Übergabestation zwei Gebäude mit einer abonnierten Anschlussleistung von 375 kW angeschlossen sind. Das Gebäude „Haus an der Gasse“ beherbergt 70 Personen und das Gebäude „Haus zum Allweg“ beherbergt 32 Personen. Die Unterstation befindet sich in einem separaten Heizungsraum wo früher der Ölkessel stand. Gemäss Wärmezähler fand zu diesem Zeitpunkt keine Wärmeabgabe statt. Im Prinzipschema der Heizung (Rev. 2009) in Bild 5.21 ist die hydraulische Einbindung der Fernwärme und die Warmwasserzubereitung nicht nachgeführt worden und entspricht nicht der aktuellen Situation.

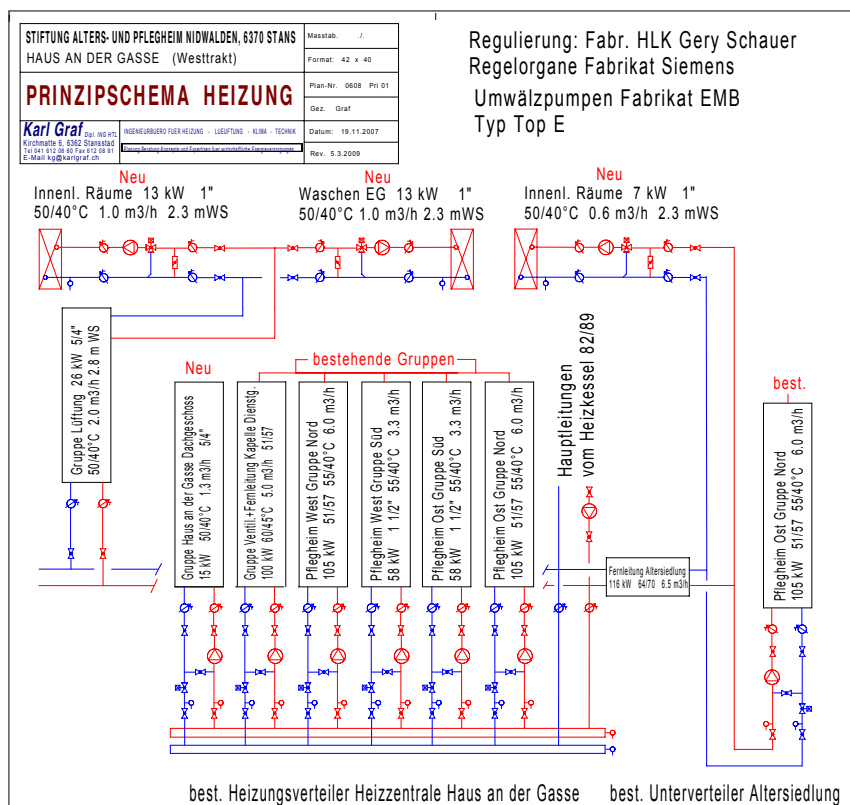


Bild 5.21 Prinzipschema Heizung für das Gebäude Haus an der Gasse.

Für die Warmwassererwärmung im Gebäude „Haus an der Gasse“ sind zwei 800 Liter Warmwasserspeicher mit Lademodul (ext. Wärmeübertrager) eingebaut. Mit insgesamt 1'600 Liter Wasservolumen ergeben sich für 70 Personen knapp 23 Liter Wasser pro Person. Für ein Altersheim wird ein Speichervolumen von 40-50

Eine Optimierung der sekundärseitigen Warmwassererwärmung könnte zu tieferen Rücklauftemperaturen führen (z.B. Kaskadierung – Rücklauf von Heizgruppen mit hohen Rücklauftemperaturen für den Vorlauf von Heizgruppen mit tiefen Vorlauftemperaturen nutzen). Dazu müsste aber die hydraulische Ist-Situation genau aufgenommen werden. Neben der nicht aktuell gehaltenen Dokumentation sind keine weiteren Mängel aufgefallen.

- Dokumentation der hydraulischen Ist-Situation erstellen (aktualisieren).
- Prüfen ob die Differenz zwischen Vorlauftemperatur Primär und Vorlauftemperatur Sekundär (Sollwert) für eine gute Regelung genügend gross ist (z.B. $> 5 \text{ K}$; Vorlauftemperatur Primär = Vorlauftemperatur Sekundär + 5 K)

Der Wärmeabnehmer an der Nägeligasse 25/33 gehört ebenfalls zum Altersheim. An der Übergabestation mit einer abonnierten Anschlussleistung von 185 kW ist neben dem Gebäude „Haus im Park“ das Gebäude „Haus am Horn“ über eine interne Fernleitung abgehängt. Das Gebäude „Haus im Park“ beherbergt 36 Personen und im Gebäude „Haus am Horn“ sind 12 Personen und die Küche mit Restaurantbetrieb für das ganze Altersheim untergebracht. Die Übergabestation befindet sich im „Haus im Park“ in einem separaten Heizungsraum wo früher die Ölkessel gestanden haben. Gemäss Wärmezähler fand zu diesem Zeitpunkt keine Wärmeabgabe statt.

STIFTUNG ALTERS- UND PFLEHEIM NIDWALDEN 6370 STANS
NEUBAU WOHNGRUPPE + INFRASTRUKTUR

PRINZIPIESCHEMA HEIZUNG

Karl Graf
 Elektro- & Heizungs-Installations-Service AG
 L. M. Heggenbergstr. 11
 6300 Zug

NEUBAU PFLEGEGRUPPE

AUSFÜHRUNG: ACHERMANN AG 6370 STANS
 sanitär - heizung - solar tel 041 612 14 44

Lufterhitzeranschluss im Estrich

Entgasungsleitung nach SWK ins Freie

Kesselhochhaltung 12.0 m³/h
 Kesseltemp. 55°C 70/76

Kesselhochhaltung 5.0 m³/h
 Kesseltemp. 55°C 51/57

100/108

1 1/2" 51/4" 70/76

3/4"

8289

3

2

1

Frischwasser

Wärmezähler Pflegegruppe
 max 7.0 m³/h

Boilerheizung 80 kW 70°C
 7500°C 4.0 m³/h 1.8 m³/S

Heizungslinien
 55/40°C 3.0 m³/h 51/57

Gruppe Lüftung 23 kW 54°C
 52/40°C 2.0 m³/h 1.5 m³/S

Gruppe Bodenheizung 23 kW 102°C
 50/40°C 6.2 m³/h 3.8 m³/S

Wärmezähler max 12.0 m³/h

Fernleitungs-Verbindung

Heizkessel 3
 ca. 300 kW

Heizkessel 2
 145 - 320 kW

Heizkessel 1
 100-130 kW

Expansion + Entgasung

Warmwasser-Aufbereitung

Heizungsverteiler

1 Heizkessel Fabrikat Hoval Uno-3 130
 mit aufgebaute LOW-NOX-Brenner ELCO

2 Heizkessel Fabrikat Hoval Uno-3 320
 mit aufgebaute LOW-NOX-Brenner ELCO

Umwälzpumpen Fabrikat EMB
 Typ Top E

Ausdehnungsanlage Fabrikat Pneumatex
 Fa. Stücklin Fullinsdorf

82

Das Prinzipschema der Wärmeversorgung für das Gebäude „Haus am Horn“ (Rev. 2005) in Bild 5.23 entspricht ebenfalls nicht der aktuellen Situation. Ein wesentlicher Unterschied zum Prinzipschema ist die Warmwasseraufbereitung, welche jetzt in zwei Stufen erfolgt. Zuerst wird das Kaltwasser auf etwa 40°C über eine WRG-Einheit an den Kältemaschinen vorgewärmt und danach über den Vorlauf der Fernwärmeversorgung auf die eingestellten 60°C nachgewärmt.

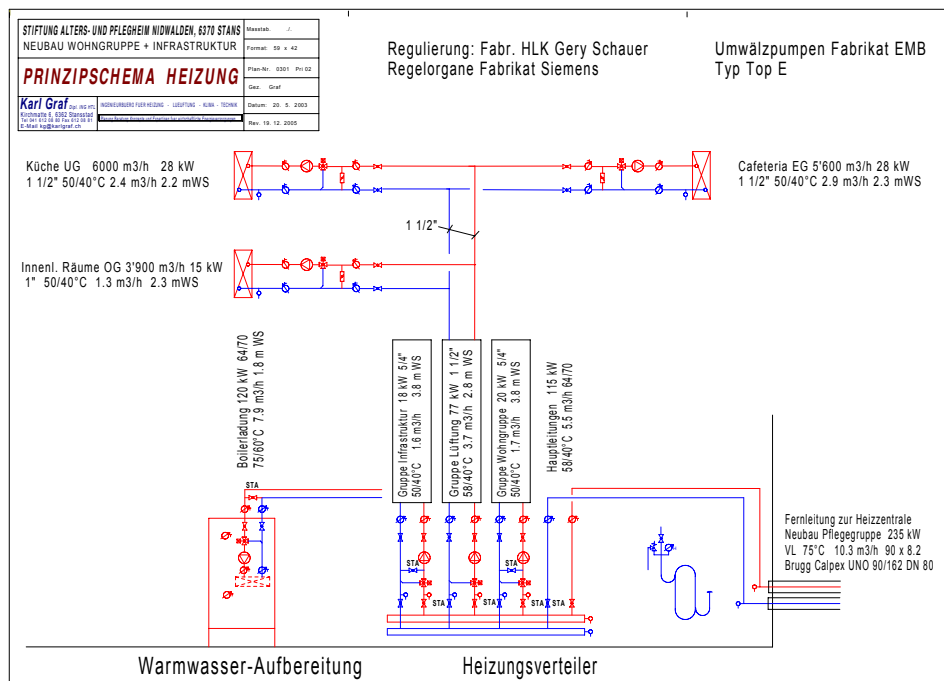


Bild 5.23 Prinzipschema Heizung für das Gebäude Haus am Horn.

Für die Warmwassererwärmung im Gebäude „Haus im Park“ ist ein 800 Liter Warmwasserspeicher eingebaut. Mit 800 Liter Wasservolumen ergeben sich für 36 Personen knapp 22 Liter Wasser pro Person. Wie oben erläutert, werden für ein Altersheim ein Speichervolumen von 40-50 Liter Wasser pro Person und Tag empfohlen. Mit dem installierten Volumen wird der Speicher wahrscheinlich mehrmals pro Tag geladen. Im Gebäude „Haus zum Allweg“ ist ein weiterer Warmwasserspeicher mit 1'750 Liter für 32 Personen installiert. Das ergibt ein spezifisches Warmwasservolumen von knapp 55 Liter pro Person und entspricht dem Empfehlungswert. Im Gebäude „Haus am Horn“ sind zwei weitere Warmwasserspeicher mit insgesamt 1'600 Liter (2x800 Liter) für 12 Personen und Küche / Restaurant installiert.

Eine Optimierung der sekundärseitigen Warmwassererwärmung könnte zu tieferen Rücklauftemperaturen führen z.B. durch Optimierung der Warmwasseraufbereitung durch die Lademodule. Dazu müsste aber die hydraulische Ist-Situation genau aufgenommen werden.

Folgende Mängel sind aufgefallen:

- Nicht aktuell gehaltene Dokumentation der hydraulischen Einbindung.
- Pumpe und Bypass auf der Sekundärseite zwischen dem Wärmeübertrager der Übergabestation und dem Verteilerbalken (Bild 5.24). Es ist unklar, ob die Pumpe wirklich notwendig ist.

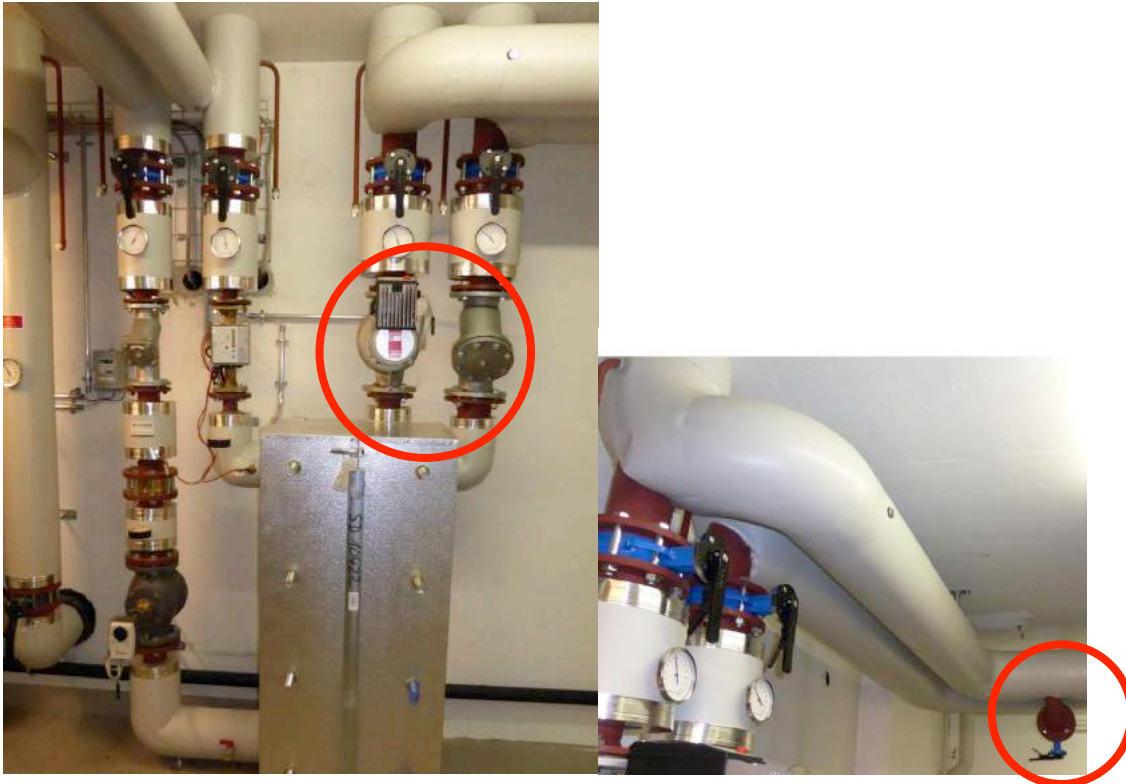


Bild 5.24 Übergabestation Haus im Park: Pumpe auf der Sekundärseite (links). Der Bypass in der Verbindungsleitung zwischen dem Wärmeübertrager und dem Verteilerbalken (rechts).

Empfehlungen:

- Dokumentation der hydraulischen Ist-Situation erstellen (aktualisieren).
- Prüfen ob die Differenz zwischen Vorlauftemperatur Primär und Vorlauftemperatur Sekundär (Sollwert) für eine gute Regelung genügend gross ist (z.B. $> 5 \text{ K}$; Vorlauftemperatur Primär = Vorlauftemperatur Sekundär + 5 K)
- Prüfen ob die Pumpe auf der Sekundärseite zwischen dem Wärmeübertrager der Übergabestation und dem Verteilerbalken wirklich notwendig ist (siehe Bild 5.24).
- Kontrolle der Funktion durch Bestimmung des Mehrverbrauchs über einen Zeitraum von mindesten drei Monaten. Wärmezählerstände für Energie und Volumen sind für den oben genannten Zeitraum nach der erfolgten Reparatur aufzuzeichnen.

5.8.2.4 Rathausplatz 1/8/9

Beim Wärmabnehmer Rathaus / Gericht sind keine Mängel aufgefallen. Eventuell prüfen ob die Differenz zwischen Vorlauftemperatur Primär und Vorlauftemperatur Sekundär (Sollwert) für eine gute Regelung genügend gross ist.

5.8.2.5 St.-Klararain 1

Beim Kloster St.-Klara sind keine Mängel aufgefallen. Eventuell prüfen ob die Differenz zwischen Vorlauftemperatur Primär und Vorlauftemperatur Sekundär (Sollwert) für eine gute Regelung genügend gross ist.

5.8.3 Umsetzung und Erfolgskontrolle

Aufgrund der Empfehlungen aus der Begutachtung vom 17. September 2015 wurden bei mehreren Wärmeabnehmer Optimierungsmassnahmen umgesetzt bzw. Reparaturen vorgenommen, einerseits um die Funktion der Übergabestation sicherzustellen und andererseits um die primäre Rücklauftemperatur zu senken.

Im Ost-Strang sind aufgrund der Datenerfassung und Auswertung des Mehrverbrauches die Wärmeabnehmer St.-Klararain 1 (Kloster) und Rathausplatz 1/8/9 (Rathaus und Gericht) mit Optimierungspotenzial aufgefallen. Bei der Besichtigung am 17. September 2015 sind jedoch keine offensichtlichen Mängel festgestellt worden. Später wurden jedoch vom Betreiber der Anlage Unstimmigkeiten bei gewissen Wärmeabnehmern festgestellt. Aufgrund dessen sind beim Wärmeabnehmer St.-Klararain 1 (Kloster) ein defekter Motorstellantrieb und beim Wärmeabnehmer Kniri Schulhaus ein defekter Motor bei einem Kombiventil ersetzt worden. Diese Reparaturen zeigen keinen messbaren Effekt auf die Senkung der Rücklauftemperatur, jedoch wurde die korrekte Funktion der Wärmeübergabe wieder hergestellt.

Die folgenden Ausführungen zur Umsetzung von Optimierungsmassnahmen beschränken sich auf den Wärmeabnehmer **Rosenweg 9** im **West-Strang**. Beim Wärmeabnehmer im Rosenweg 9 hat sich ergeben, dass das Regelventil nicht wie erwartet funktioniert bzw. wurde festgestellt, dass der Stellmotor des Ventils defekt war und somit ersetzt werden musste. Die Fehlfunktion hatte zur Folge, dass primärseitig der Vorlauf konstant in den Rücklauf überströmte. Mit der Reparatur konnte die Temperaturspreizung im Rosenweg 9 umgehend verbessert werden. In Bild 5.25 sind die Ergebnisse der 11 schlechtesten der 45 Wärmeabnehmer im West-Strang für den Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 zu sehen, was der Situation nach dem Ersatz des Stellmotors der Rücklauftemperaturbegrenzung entspricht. Der Rosenweg 9 (Rang 11) weist in diesem Zeitraum eine mittlere primäre Temperaturspreizung von 24.2 K auf.

Annahmen		
Referenz Temperaturspreizung	K	30
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980
Ablesezeitraum		
	31.12.15	
	26.04.16	
	d	117
	h	2808
Ergebnisse		
mittlere Temperaturspreizung	K	30.9
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	2'005'720
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	56'993
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	20.3
Leistungs- und Optimierungspotenzial		
Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	714.3
Mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	23.1

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)
Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)

Rang	Kunden Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	MB146	Dorfplatz 2	65	60'787	2'398	2'917	618.93	-0.3	22.3
2	MB153	stansstadterstrasse 28	75	81'245	2'774	3'379	397.15	-0.2	25.7
3	MB137	ZSA Steinmättli	31	27'976	1'144	2'815	325.35	-0.2	21.5
4	MB119	Nägeligasse 27/29/31	375	299'890	9'062	2'495	287.11	-0.2	29.0
5	MB142	Bahnhofplatz 3	141	127'429	4'015	2'819	286.85	-0.2	27.9
6	MB126	stansstadterstrasse 26	30	33'210	1'256	3'453	284.41	-0.2	23.2
7	MB139	Alter Postplatz 2	61	63'688	2'074	3'257	210.55	-0.1	27.0
8	MB116	Nägeligasse 15/17	30	23'597	892	2'454	201.58	-0.1	23.2
9	MB135	Nägeligasse 6	51	41'122	1'394	2'515	190.71	-0.1	25.9
10	MB150	Dorfplatz 9/10	108	83'441	2'612	2'410	170.60	-0.1	28.0
11	MB123	Rosenweg 9	28	23'269	844	2'593	162.97	-0.1	24.2

Bild 5.25 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur für die 11 schlechtesten der 45 Wärmeabnehmer im West-Strang für den Zeitraum vom 31. Dezember 2015 – 26. April 2016.

Mit dem Vergleich der mittleren primären Temperaturspreizung für die Zeiträume vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 und 31. Dezember 2015 bis 26. April 2016 (Bild 5.18 und Bild 5.25) ergeben sich mit der Reparatur im Rosenweg 9 eine Vergrösserung der mittleren primären Temperaturspreizung im West-Strang

um etwa 3 K. Dieser Wert ist knapp 2 K höher als aufgrund der Auswertung in Bild 5.18 prognostiziert wurde. Dies kann mit dem Vergleich unterschiedlicher Heizperioden im Zusammenhang stehen. Um lediglich den Einfluss der Optimierung beim Rosenweg 9 unabhängig von den klimatischen Bedingungen zu beurteilen, wird der Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 einmal mit und einmal ohne Optimierung betrachtet. Für den Fall mit Optimierung wurde die mittlere Spreizung vom Rosenweg 9 auf 24.2 K angepasst, indem die Wassermenge von 6'357 m³ auf 1'440 m³ reduziert wurde (Bild 5.26). Die Differenz wird dem gesamten Wasservolumen in Abzug gebracht, womit sich eine verbesserte mittlere primäre Temperaturspreizung von 29.5 K ergibt.

Annahmen		
Referenz Temperaturspreizung	K	30
spez. Wärmekapazität	kJ/(kg K)	4.185
Dichte Wasser	kg/m ³	980
Ablesezeitraum		
	31.01.14	
	31.01.15	
	d	365
	h	8760
Ergebnisse		
mittlere Temperaturspreizung	K	29.5
Gesamte Wärmemenge	kWh/t	4'019'650
Gesamte Wassermenge	m ³ /t	119'683
Spezifische Wassermenge	m ³ /h	13.7
Leistungs- und Optimierungspotenzial		
Mittlere Leistung (Hauptzähler)	kW	458.9
Mittlere Kapazität (Hauptzähler), wenn Spreizung +1K	kW/K	15.6

Daten Hauptzähler (Wärmezentrale)
Daten Hauptzähler (Wärmezentrale) - Korrektur Optimierung Rosenweg 9 (4917 m³)

Rang	Kunden Nummer	Kunde	abonnierte Leistung	Wärmemenge	Wassermenge	Vollbetriebsstundenzahl	Mehrverbrauch	Einfluss auf Rücklauf	Mittlere Spreizung
–	–	–	kW	kWh/t	m ³ /t	h/t	m ³ /t	°C	K
1	MB119	Nägelgasse 27/29/31	375	589'570	21'732	1'572	4'481.76	-1.1	23.8
2	MB153	stansstadterstrasse 28	75	139'510	5'817	1'860	1'734.57	-0.4	21.1
3	MB118	Nägelgasse 25/33	275	317'687	10'725	1'155	1'429.49	-0.4	26.0
4	MB146	Dorfplatz 2	65	110'981	4'076	1'707	829.11	-0.2	23.9
5	MB150	Dorfplatz 9/10	108	146'089	4'905	1'353	630.08	-0.2	26.1
6	MB139	Alter Postplatz 2	61	123'631	4'237	2'027	619.78	-0.2	25.6
7	MB135	Nägelgasse 6	51	74'794	2'793	1'467	604.20	-0.1	23.5
8	MB116	Nägelgasse 15/17	30	42'798	1'777	1'427	524.77	-0.1	21.1
9	MB142	Bahnhofplatz 3	141	204'437	6'494	1'450	512.67	-0.1	27.6
10	MB152	Dorfplatz 13	37	45'837	1'825	1'239	483.45	-0.1	22.1
11	MB123	Rosenweg 9	28	39'656	1'440	1'416	279.70	-0.1	24.2

Bild 5.26 Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur für die 11 schlechtesten der 45 Wärmeabnehmer im West-Strang für den Zeitraum vom 31. Januar 2014 – 31. Januar 2015. Gegenüber Bild 5.18 wurde die mittlere Spreizung vom Rosenweg 9 auf 25 K angepasst, indem die Wassermenge von 6'357 m³ auf 1'440 m³ korrigiert wurde. Die Differenz wird dem gesamten Wasservolumen in Abzug gebracht, womit sich eine verbesserte mittlere primäre Temperaturspreizung von 29.5 K ergibt.

Der Vergleich der Daten aus Bild 5.18, Bild 5.25 und Bild 5.26 zeigt folgende Erkenntnisse:

- Der Rosenweg 9 (Rang 11) weist im Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 eine mittlere primäre Temperaturspreizung von 24.2 K auf. Dies entspricht einer Verbesserung um den Faktor 4.4 gegenüber dem Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 (Bild 5.18). Diese Verbesserung deckt sich auch aus Wärmezählerablesungen aus dem Leitsystem.
- Die mittlere primäre Temperaturspreizung im West-Strang beträgt im Zeitraum vom 31. Dezember 2015 bis 26. April 2016 (Situation nach der Optimierung Bild 5.25) 30.9 K. Dies entspricht gegenüber dem Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 (Situation vor der Optimierung Bild 5.18) einer um knapp 3 K grösseren primären Temperaturspreizung. Diese Ergebnisse bestätigen die Optimierungsmassnahmen.
- Um den Einfluss der Optimierung im Rosenweg 9 unabhängig von den klimatischen Bedingungen zu beurteilen, wird der Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 einmal mit und einmal ohne Optimierung betrachtet. Die mittlere primäre Temperaturspreizung im West-Strang beträgt nach der Optimierung (Bild 5.26) 29.5 gegenüber 28.3 K vor der Optimierung (Bild 5.18). Die Betrachtung im

gleichen Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 zeigt eine um 1.2 K grössere primäre Temperaturspreizung. Auf dieser Basis wird die wirtschaftliche Betrachtung gemacht.

Durch die um 1.2 K vergrösserte Temperaturspreizung im Rosenweg 9 werden folgende Auswirkungen erwartet:

Geringerer Strombedarf. (wie bereits ausgeführt)

Erhöhter Nutzen aus der Abgaskondensation

Durch Absenkung der primären Rücklauftemperatur im Weststrang kann der Nutzungsgrad der Abgaskondensation erhöht werden. Wenn die Anlage bereits im Kondensationsbereich arbeitet, steigt der Nutzungsgrad nach [21] pro Kelvin Temperaturabsenkung um rund 0.75 % .

Geringerer Brennstoffeinsatz (wie bereits ausgeführt)

Erhöhte Leistungskapazität im Wärmenetz:

Die Leistungskapazität wird abgeschätzt, indem die mittlere spezifische Leistungskapazität von 16.2 kW/K (Bild 5.18) mit einem Erweiterungsfaktor korrigiert wird. Der Erweiterungsfaktor wird bestimmt, indem das Verhältnis zwischen der im Auslegepunkt notwendigen Leistungsbedarf und dem mittleren Leistungsbedarf im betrachteten Zeitraum gebildet wird. Der im Auslegepunkt notwendige Leistungsbedarf wird über die abonnierte Anschlussleistung aller Wärmeabnehmer und dem Gleichzeitigkeitsfaktor bestimmt. Da der mittlere Leistungsbedarf über Daten ab Wärmezentrale bestimmt wurde, müssen noch Wärmeverteilverluste im Fernwärmenetz berücksichtigt werden. Die abonnierte Anschlussleistung aller Wärmeabnehmer betrug im Zeitraum vom 31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015 ungefähr 2'692 kW. Es wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 85% angenommen. Daraus ergibt sich ein im Auslegepunkt notwendiger Leistungsbedarf von ungefähr 2'288 kW. Leistungsbezogen werden ungefähr 3% Wärmeverteilverluste berücksichtigt. Somit ergibt sich ein im Auslegepunkt notwendiger Leistungsbedarf ab Wärmezentrale von ungefähr 2'357 kW. der mittlere Leistungsbedarf in diesem Zeitraum betrug gemäss Bild 5.18 458.9 kW. Daraus ergibt sich ein Erweiterungsfaktor von ungefähr 5.1 und somit eine spezifische Leistungskapazität von ungefähr 82.6 kW/K ($16.2 \text{ kW/K} \cdot 5.1$). Die im Auslegepunkt freie Leistungskapazität ergibt sich aus der spezifischen Leistungskapazität multipliziert mit der verbesserten Temperaturspreizung von 1.2 K, im vorliegenden Fall ergibt dies etwa 99 kW ($82.6 \text{ kW/K} \cdot 1.2 \text{ K}$).

Andererseits kann die Leistungskapazität abgeschätzt werden, indem der im Auslegepunkt notwendige Leistungsbedarf durch die mittlere Temperaturspreizung (nicht optimierte Situation) dividiert wird. Der im Auslegepunkt notwendige Leistungsbedarf berechnet sich wie oben und beträgt 2'357 kW. In der nicht optimierten Situation beträgt die mittlere Temperaturspreizung 28.3 K (Bild 5.18). Daraus ergibt sich im Auslegepunkt eine spezifische Leistungskapazität von knapp 83.3 kW/K ($2'357 \text{ kW} / 28.3 \text{ K}$). Die im Auslegepunkt freie Leistungskapazität ergibt sich aus der spezifischen Leistungskapazität multipliziert mit der vergrösserten Temperaturspreizung, im vorliegenden Fall ergibt ungefähr 100 kW ($83.3 \text{ kW/K} \cdot 1.2 \text{ K}$).

5.9 Wirtschaftliche Betrachtung

Die Bewertung des ökonomischen Effekts der Optimierungsmaßnahmen erfolgt anhand der Annuitäten-Methode. Als Basis wird eine Ist-Situation (IST) vor der Optimierung angenommen. Diese wird mit dem unveränderten Fernwärmenetz verglichen, das mit vergrößerter Temperaturspreizung und tieferer Rücklauf-temperatur betrieben und als „Neu A“ bezeichnet wird. Zusätzlich wird die Situation betrachtet, bei der das Netz um die durch die Optimierung erzielte Kapazitätserhöhung erweitert wird, was als „Neu B“ bezeichnet wird. Zur Beurteilung des ökonomischen Effekts interessieren die Entwicklung des Geschäftsergebnisses, die Kapitalrendite und die Rückzahldauer (Return on Investment, ROI) der getätigten Investitionen. Ein positives Geschäftsergebnis ergibt sich, wenn die jährlichen Erträge der Optimierungsmaßnahme grösser sind als die jährlichen Kosten. Die Kapitalrendite ergibt sich aus dem Verhältnis zwischen Geschäftsergebnis und den Investitionskosten und wird in Prozent pro Jahr angegeben. Die Rückzahldauer in Jahren wird bestimmt, indem die Veränderung des Geschäftsergebnisses ins Verhältnis zu den getätigten Investitionen der Optimierungsmaßnahme gesetzt wird, sofern im optimierten Zustand ein besseres Geschäftsergebnis als in der Ist-Situation erzielt wird.

5.9.1 AVARI AG

Die Ausführungen zum ökonomischen Effekt der Optimierungsmaßnahme beim Wärmeabnehmer A basieren auf der Ist-Situation (IST) vor der Optimierung (8. Oktober 2014 bis 31. Dezember 2014). Tabelle 5.1 zeigt die folgenden Resultate:

- IST: Die Ist-Situation ergibt ein Geschäftsergebnis von 44'765 CHF/a und eine Kapitalrendite von 0.186 %/a.
- Neu A: Die Situation Neu A verbessert das Geschäftsergebnis um 10'015 CHF/a. Die Kapitalrendite steigt von 0.186 %/a auf 0.227 %/a, also um 0.041 %/a, was einer prozentualen Verbesserung um 22 % entspricht. Die Investitionen werden für diesen Fall nach 2.33 Jahren amortisiert.
- Neu B: Durch zusätzliche Ausschöpfung der Kapazitätssteigerung wird das Geschäftsergebnis um 57'629 CHF/a verbessert. Die Kapitalrendite steigt von 0.186 %/a auf 0.411 %/a, also um 0.225 %/a, was mehr als einer Verdopplung entspricht. Die Investitionen werden in diesem Fall in 14.41 Jahren amortisiert.

Die einzelnen Berechnungsschritte und die getätigten Annahmen werden im Anhang (Kapitel 9.11.1) ausführlich beschrieben. Für die Kapazitätserweiterung im Fall „Neu B“ wird der Fall betrachtet, dass der Anschluss neuer Wärmekunden ab der bestehenden Stammleitung erfolgt.

Tabelle 5.1 Resultat aus der wirtschaftlichen Betrachtung der Optimierungsmaßnahme bei AVARI AG. Die Resultate zeigen für die Situation Ist, Neu A und Neu B das Geschäftsergebnis, die Kapitalrendite, die Veränderung von Ist/Neu und die Rückzahldauer ROI.

Resultat AVARI AG		IST	Neu	
			A	B
Geschäftsergebnis	CHF/a	44'765	54'779	102'394
Kapitalrendite	%/a	0.186%	0.227%	0.411%
Veränderung gegenüber Ist-Situation (Neu – Ist)	CHF/a	–	10'015	57'629
Rückzahldauer (ROI)	a	–	2.33	14.41

5.9.2 Heizverbund Untere Kniri AG

Die Ausführungen zum ökonomischen Effekt der Optimierungsmassnahme im Rosenweg 9 basieren auf der Ist-Situation (IST) vor der Optimierung (31. Januar 2014 bis 31. Januar 2015). Tabelle 5.2 zeigt damit folgende Resultate:

- IST: Die Ist-Situation ergibt ein Geschäftsergebnis von 51'692 CHF/a bei einer Kapitalrendite von 0.842 %/a.
- Neu A: Die Situation Neu A verbessert das Geschäftsergebnis um 1'865 CHF/a. Die Kapitalrendite steigt von 0.842 %/a auf 0.872 %/a, also um 0.03 %/a, was einer prozentualen Verbesserung um 3.5 % entspricht. Die Investitionen werden für diesen Fall nach 3.85 Jahren amortisiert.
- Neu B: Durch zusätzliche Ausschöpfung der Kapazitätssteigerung wird das Geschäftsergebnis um 17'538 CHF/a verbessert. Die Kapitalrendite steigt von 0.842 %/a auf 1.109 %/a, also um 0.276 %/a, was einer prozentualen Verbesserung um knapp 32 % entspricht. Die Investitionen werden in diesem Fall in 6.11 Jahren amortisiert.

Die Annahmen und Berechnungsschritte sind im Anhang (Kapitel 9.11.2) beschrieben.

Tabelle 5.2 Resultat aus der wirtschaftlichen Betrachtung der Optimierungsmassnahme beim Heizverbund Untere Kniri AG. Die Resultate zeigen für die Situation Ist, Neu A und Neu B das Geschäftsergebnis, die Kapitalrendite, die Veränderung von Ist/Neu und die Rückzahldauer ROI.

Resultat Heizverbund Untere Kniri AG		IST	Neu	
			A	B
Geschäftsergebnis	CHF/a	51'692	53'557	69'230
Kapitalrendite	%/a	0.842%	0.872%	1.109%
Veränderung gegenüber Ist-Situation (Neu-Ist)	CHF/a	–	1'865	17'538
Rückzahldauer (ROI)	a	–	3.85	6.11

5.10 Empfehlungen zur Analyse der Wärmeabnehmer

Die Analyse der Wärmeabnehmer anhand des Mehrverbrauches ist einfach umsetzbar und die Basis dazu bilden hauptsächlich Wärmezählerdaten der Wärmeabnehmer und Wärmeerzeuger. Grundlagenwissen in Thermodynamik und Praxiswissen bzw. Erfahrung in der Gebäude- und Fernwärmetechnik wird vorausgesetzt. Je nach Stand der Technik und Know-how kann das in der Tabelle 5.3 vorgestellte Vorgehen grundsätzlich von Betreibern von Fernwärmenetzen selbst oder andernfalls durch einen erfahrenen Planer ausgeführt werden.

Tabelle 5.3 Empfohlenes Vorgehen zur Analyse und Optimierung der Wärmeabnehmer.

Was	Beschreibung	Wer
Datenerfassung und Auswertung	Wärmezählerdaten erfassen	Betreiber / Planer
	Mehrverbrauch und Einfluss auf die Rücklauftemperatur ausweisen	Betreiber / Planer
	Rangierung der Wärmeabnehmer nach Mehrverbrauch	Betreiber / Planer
Beurteilung	Auf der Basis der Datenerfassung und Auswertung werden die schlechtesten Wärmeabnehmer für eine vertiefte Beurteilung bestimmt.	Betreiber / Planer
	Beurteilung der Ist-Situation der schlechtesten Wärmeabnehmer vor Ort	Betreiber / Planer / Wärmeabnehmer
	Ableitung von Optimierungsmassnahmen	Betreiber / Planer
	Gewichtung der Optimierungsmassnahmen anhand von Nutzen und Aufwand	Betreiber / Planer
Umsetzung und Erfolgskontrolle	Zuständigkeiten klären	Betreiber / Wärmeabnehmer
	Güterabwägung der Kostenübernahme oder Kostenbeteiligung falls Optimierungsmassnahme die Sekundärseite betrifft (Zuständigkeit Wärmeabnehmer)	Betreiber
	Optimierungsmassnahmen umsetzen	Betreiber / Wärmeabnehmer
	Kontrolle der Optimierung	Betreiber / Planer

Hinweise zur Analyse der Wärmeabnehmer und der Umsetzung von Massnahmen:

- Es wird empfohlen, alle **Wärmezählerdaten** (Wärmeabnehmer und Wärmeerzeuger) an einem zentralen Ort zu erfassen. Dies kann z.B. über einen Datenserver geschehen, der mindestens die Wärmezählerdaten der Wärmeabnehmer erfasst. Noch komfortabler ist ein übergeordnetes Leitsystem, das alle relevanten Daten erfasst. Dies erleichtert die Auswertung und auch die Fakturierung. Für die Auswertung der Wärmezählerdaten muss neben der üblichen Wärmemenge in kWh auch das Volumen in m³ während der Betrachtungsdauer erfasst werden.
- Die **Auswertung der Wärmezählerdaten** anhand des Mehrverbrauches erfolgt in der Regel mit einer Tabellenkalkulation (z.B. Excel). Für die Analyse wird ein gewisser Initialaufwand vorausgesetzt, der je nach Know-How mehr oder weniger gross ist. Wenn die Wärmezählerdaten einfach verfügbar sind ist der Zeitaufwand relativ gering.
- Es wird empfohlen, alle Wärmeabnehmer **periodisch** auf Mehrverbrauch zu **analysieren**. Somit können Veränderungen z.B. durch Defekt von Ventiltrieben rasch identifiziert werden. Je nach Aufwand und Automatisierungsgrad der Auswertung sollte dies mindestens pro Quartal, besser monatlich, erfolgen. Mit einem Leitsystem wäre es möglich, diese Auswertung zu automatisieren und den Mehrverbrauch z.B. monatlich auszuweisen, sofern eine Kontrolle der Wärmeabnehmer mit dem vorhandenen Leitsystem nicht ohnehin erfolgt.
- Zur Klärung des Optimierungsbedarfs ist notwendig, dass **erfahrenes Personal** oder **externe Fachpersonen** die Situation vor Ort klärt. Zusammen mit dem Wärmekunden muss die Ist-Situation erfasst werden, um daraus Optimierungsmassnahmen abzuleiten. Eine Rangierung der möglichen Optimierungsmassnahmen nach Nutzen und Aufwand wird empfohlen. Dies erleichtert den Entscheidungsträgern, die bestmögliche Lösung zu finden.
- Bei der Umsetzung von Optimierungsmassnahmen gilt es zwischen zwei **Verantwortlichkeits-** bzw. **Zuständigkeitsbereichen** zu unterscheiden. Einerseits betrifft die Optimierungsmassnahme die Primärseite, in diesem Fall liegt die Zuständigkeit beim Wärmelieferanten. Andererseits kann die Optimierung auch die Sekundärseite betreffen, in diesem Fall liegt die Zuständigkeit beim jeweiligen Wärmeabnehmer. In beiden Fällen kommt die Optimierungsmassnahme hauptsächlich dem Wärmelieferanten zugute wie erhöhte Anschlusskapazität und tiefere Rücklauftemperaturen und als Folge davon tiefere Wärmegestehungskosten. Betrifft nun die Optimierungsmassnahme die Sekundärseite, ist durch den Wärmelieferanten anhand einer Güterabwägung abzuschätzen, inwiefern eine Kostenbeteiligung oder -übernahme infrage kommt. Zumindest sollte zwischen Wärmeabnehmer und Wärmelieferanten vertraglich vereinbart werden, dass im Falle einer sekundärseitigen Sanierung der hydraulischen Einbindung sämtliche Massnahmen mit dem Wärmelieferanten abzusprechen und von diesem zu genehmigen sind.
- Nach Umsetzung der Massnahmen sollte mit einer **Erfolgskontrolle** die Optimierung kontrolliert und anhand der Ergebnisse bestätigt werden.

6 Schlussfolgerungen

6.1 Analyse des Fernwärmenetzes

Das in Vorarbeiten entwickelte Bewertungs-Tool zur Analyse von Fernwärmenetzen wurde an zwei weiteren Fernwärmenetzen erfolgreich angewendet, verbessert und validiert. Für die Validierung der Berechnungen wurden thermo-hydraulische Netzberechnungen mit je einer professionellen Netzberechnungs-Software durchgeführt. Dies erfolgte durch Porta AG mit der Software SIR3S und durch Triplex Energieplaner AG mit der Software STANET. In beiden Fällen wurde das zum entsprechenden Zeitpunkt bestehende Fernwärmenetz jeweils in das Bewertungs-Tool und in die Netzberechnungs-Software implementiert. Da der Volumenstrom und der Differenzdruck über die Hauptpumpe durch die Netzauslegung und die Betriebsart des Netzes bestimmt werden, erfolgt die Validierung durch Vergleich der Ergebnisse dieser zwei Parameter.

Für die Validierung beim Wärmeverbund AVARI AG wurden zwei Fälle untersucht, einmal mit einem Leistungsbedarf von 12.3 MW (Tabelle 4.12) und einmal mit einem Leistungsbedarf von 11.8 MW (Tabelle 4.13). Die Ergebnisse zwischen dem Bewertungs-Tool und der Netzberechnungs-Software SIR3S zeigen Abweichungen von weniger als 5 % für den Volumenstrom und den Differenzdruck der Netzpumpe. Beim Heizverbund Untere Kniri AG wurde ein Fall mit einem Leistungsbedarf von knapp 1.9 MW untersucht (Tabelle 4.14). Auch hier ist die Abweichung für den Volumenstrom mit etwa 1 % sehr gering. Für den Differenzdruck über die Netzpumpe beträgt die Abweichung dagegen 22 %. Dies ist auf einen unterschiedlichen globalen Widerstandsbeiwert für die Einbauten (Zeta-Wert) in den Einzelsträngen zurückzuführen, während alle anderen Netzparameter wie Rohrrauheit, Leitungsdimensionierung und Druckabfall in der Übergabestation bei der Validierung identisch sind. Im Bewertungs-Tool wird gemäss Kapitel 4.4.3 ein globaler Zeta-Wert von 6 für die Einbauten in den Einzelsträngen verwendet. In STANET wird ein globaler Zeta-Wert verwendet, der nicht genau beziffert werden kann. Mit einem globalen Zeta-Wert von umgerechnet 12 statt 6 für die Einbauten in den Einzelsträngen ergibt sich im Bewertungs-Tool derselbe Differenzdruck über der Netzpumpe wie mit der thermo-hydraulischen Berechnung in STANET.

Wie die Validierung zeigt, sind die Abweichungen zwischen Bewertungs-Tool und Netzberechnungs-Software somit gering oder können in dem erwähnten Fall durch unterschiedliche Annahmen des Zeta-Wertes erklärt werden. Das Bewertungs-Tool konnte damit als einfach handhabbare und kostengünstige Methode für eine qualitative Beurteilung typischer Fernwärmenetze validiert werden. Es eignet sich für die einfache und statische Berechnung und Darstellung kleinerer bis mittlerer Fernwärmenetze auf Excel-Basis. Dynamische Berechnungen wie z.B. Tages- oder Jahresgänge können damit nicht abgebildet werden. Aufgrund der statischen Anwendung auf Excel-Basis und dem jetzigen Entwicklungsstand sind folgende Einschränkungen bei der Anwendung zu beachten:

- es ist nur eine Wärmeeinspeisung möglich,
- es können nur Strahlennetze (keine abgebildet werden Maschen- und Ringnetze),
- Netze mit bis zu 400 Teilsträngen können erfasst werden,
- Netzerweiterungen und nachträgliche Einbindungen zusätzlicher Abnehmer sind ebenfalls möglich, haben allerdings einen Mehraufwand zur Folge.

In Zusammenarbeit mit den Betreibern der Fernwärmenetze und den involvierten Planungsbüros konnten im Verlauf des Projekts entscheidende Informationen gewonnen werden. Diese ermöglichen Aussagen zum Anschlusspotenzial einzelner Teilstränge im Ist-Zustand, zu allfälligen Engpässen und zum Potenzial der durch

Optimierungsmassnahmen erzielbaren Kapazitätserweiterung. Durch Abschätzung der ökonomischen Wirkungen mit einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung kann zudem die Attraktivität einzelner Massnahmen für Investitionsentscheide beurteilt werden. Mit dem Bewertungs-Tool können somit strategisch wichtige Informationen als Entscheidungsbasis für die Entwicklung eines Fernwärmenetzes erarbeitet werden.

6.2 Analyse und Optimierung der Wärmeabnehmer

Mit den umgesetzten Massnahmen bei dem jeweils schlechtesten Wärmeabnehmer konnte bei beiden Fernwärmnetzen die gesamte primäre Rücklauftemperatur um 1.5 K bzw. 1.2 K abgesenkt werden. Eine ökonomische Betrachtung ergibt für den Fall, dass lediglich der Effekt der grösseren Temperaturspreizung bewertet wird, eine Amortisationszeit für die Investition von 2.33 bzw. 3.85 Jahren bei einer Verbesserung der Kapitalrendite um 22 % bzw. 3.5 %. Diese Massnahmen wurden bei beiden Anlagen umgesetzt.

Da die vergrösserte Temperaturspreizung zudem eine Kapazitätserhöhung der Anschlussleistung ermöglicht, besteht nach einer Optimierung der Wärmeabnehmer die Möglichkeit zum Anschluss zusätzlicher Wärmeabnehmer. Für den Fall, dass dieses Erweiterungspotenzial ausgeschöpft wird, resultieren für die untersuchten Optimierungsmassnahmen Amortisationszeiten von 14.4 bzw. 6.11 Jahren, während sich die Kapitalrenditen um 121 % bzw. um 32 % erhöhen. Die Kapazitätserhöhung wirkt sich somit in beiden Fällen besonders stark auf die Kapitalrendite aus.

Die Analyse der Wärmeabnehmer anhand des Mehrverbrauchs ist einfach umsetzbar und die Basis dazu bilden hauptsächlich Wärmezählerdaten der Wärmeabnehmer und Wärmeerzeuger. Voraussetzung zur Anwendung ist jedoch Grundlagenwissen in Thermodynamik und Praxiswissen in der Gebäude- und Fernwärmetechnik. Das in Tabelle 5.3 beschriebene Vorgehen wird Betreibern von Fernwärmenetzen jeglicher Anlagengrösse empfohlen. Je nach Stand der Technik und Know-how kann das Vorgehen grundsätzlich von Fernwärmenetzbetreibern selbst oder andernfalls durch einen erfahrenen Planer ausgeführt werden.

Das ganze Vorgehen soll die Netzbetreiber dabei unterstützen in einer ersten Phase die Wärmeabnehmer zu analysieren und energetisch sowie ökonomisch zu optimieren. In einer zweiten Phase bietet sich das Vorgehen mit einer periodischen Analyse der Wärmeabnehmer an, um die Qualität der Wärmeübertragung aufrechtzuhalten und im Bedarfsfall (z.B. bei Defekten) rasch und zielgerichtet eingreifen zu können. Bei Betreibern von Fernwärmenetzen ohne Leitsystem wird die periodische Analyse grundsätzlich empfohlen, da ausser der gesamten primären Rücklauftemperatur als integrale Grösse keine Informationen vorliegen und somit die Qualität der einzelnen Wärmeabnehmer nicht beurteilt werden kann. Betreiber von Fernwärmenetzen mit Leitsystem sollten überprüfen, ob eine derartige Überwachung mit dem vorhandenen Leitsystem möglich ist und ob diese Möglichkeit auch genutzt wird. Eine periodische Analyse der Wärmeabnehmer bietet in jedem Fall folgende Vorteile:

- eine Qualitative Wertung der einzelnen Wärmeabnehmer (Rangierung mit aufsteigendem Mehrverbrauch)
- die Identifikation plötzlicher Fehlfunktionen und Defekte von Systemkomponenten
- eine rasche und zielgerichtete Umsetzung von Optimierungsmassnahmen im Bedarfsfall.

7 Formelzeichen und Indizes

Tabelle 7.1 Formelzeichen und Indizes.

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
A	Fläche, Oberfläche	m ²
AD	Anschlussdichte (verkaufte Energie pro Jahr und Trassenmeter)	MWh/(a m)
a	Abstand Wellrohr	m
a	Annuitätsfaktor	%/a
a	lichter Rohrabstand	m
c _p	Wärmekapazität	W/(m K)
d	Durchmesser	m
DN	Nenndurchmesser (Nominal Diameter)	–
DS	Dämmstärke	–
g	Fallbeschleunigung	m/s ²
g	Gleichzeitigkeitsfaktor	–
h	Höhe, Tiefe	m
h	Förderhöhe (Meter Wassersäule)	mWS
i	Kapitalzinssatz	%/a
K	Jährliche Kosten	CHF/a
k	Rohrrauheit	mm
k	spezifische Kosten	Rp./kWh
L	Trassenlänge (Vor-und Rücklauf parallel)	m
l	Länge	m
m [*]	Massenstrom	kg/s
n	Anzahl	–
n	Kalkulationsdauer	a
P	Leistung (mechanisch oder elektrisch)	kW
P	Preis	Rp./kWh
p	Druck	bar, Pa
Δp	Druckunterschied, Druckabfall	bar, Pa
Q	Wärmemenge	MWh/a, kWh/a
q	spezifische Wärmemenge	%
Q [*]	thermische Leistung	MW, kW
q [*]	spezifische thermische Leistung	W/m
q [*] _{v,l}	spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter Rohrleitung	W/(m K)
r	Radius	m
Re	Reynolds-Zahl	–

Formel- zeichen	Bedeutung	Einheit
s	horizontaler Rohrabstand	m
T	Temperatur	°C
T	Teilstrang	–
t	Zeit	h
ΔT	Temperaturspreizung	K
U	Umfang	m
U	Wärmedurchgangskoeffizient	W/(m ² K)
V	Volumen	m ³
V*	Volumenstrom	m ³ /s
w	Strömungsgeschwindigkeit	m/s
α	Wärmeübergangswiderstand	W/(m ² K)
η	Nutzungsgrad, Wirkungsgrad	%
λ	Rohrwiderstandsbeiwert der Rohrströmung	–
λ	Wärmeleitfähigkeit, Wärmeleitwiderstand	W/(m K)
ρ	Dichte	kg/m ³
π	Pi, Kreiszahl	–
τ	Vollbetriebsstunden	h/a
ν	kinematische Viskosität	m ² /s
ζ	Widerstandsbeiwert Einbauten	–

Indizes	Bedeutung
A	Abkühlung
a	Aussen
a	Jahr
B	Betriebsmittel
Br	Brennstoff
Bo	Boden (Erdreich)
D	Dämmmaterial
DH	Druckhaltung
DES	Druckerhöhungsstation
el	elektrisch
g	Gleichzeitigkeit
Geo	Geodätisch
Ges	Gesamt
HA	Hausanschluss
hydr	hydraulisch
i	Nummerierung Teilstränge, Hausanschlüsse
i	Innen
IST	Ist-Zustand
K	Kapital
L	Leitungen (erdverlegt)
M	Mantelrohr
m	Mittel
max	Maximal, Maximum
min	Minimal, Minimum
MV	Mehrverbrauch
N	Netz

Indizes	Bedeutung
opt	optimal
P	Pumpe
PN	Nennndruck (Pressure Nominal)
R	Rohr, Mediumrohr
REF	Referenz
RL	Rücklauf
S	Strom (Kosten)
SP	Schlechtpunkt
St	Statisch
T	Teilstrang
th.	thermisch
tot	Total
Ü	Überdeckung
V	Verlust
VL	Vorlauf
VR	Vor- und Rücklauf
W	Wasser
WA	Wärmeabnehmer
WE	Wärmeerzeuger, Wärmezentrale
WS	Wassersäule
WV	Wärmeverteilung
WZ	Wärmezähler
zu	zugeführt
0	Anfang, Eingang
1	Ende, Ausgang

8 Literatur

- [1] Nussbaumer, T.; Thalmann, S.: Einfluss von Auslegung und Betrieb auf die Wirtschaftlichkeit von Fernwärmenetzen, 13. Holzenergie-Symposium, ETH Zürich 12.9.2014, Verenum Zürich 2014, ISBN 3-908705-25-8, 211–234
- [2] Nussbaumer, T.; Thalmann, S.: Influence of system design on heat distribution costs in district heating, Energy 101 (2016) 496–505
- [3] Thalmann, S.; Nussbaumer, T.; Jenni, A.: Ist-Analyse von Fernwärmenetzen, 13. Holzenergie-Symposium, ETH Zürich 12.9.2014, Verenum Zürich 2014, ISBN 3-908705-25-8, 235–260
- [4] Zinko, H.; et al: Improvement of operational temperature differences in district heating systems, International Energy Agency – Implementing Agreement on District Heating and Cooling, including the integration of Combined Heat and Power IEA DHC/CHP, Annex VII 8DHC-05.03, Paris 2005
- [5] Nussbaumer, T.; et al: Analyse und Optimierung von Fernwärmenetzen – Vorstudie, Schlussbericht, Bundesamt für Energie, Bern 2012
- [6] Bühler, L.: Thermo-hydraulische Netzberechnung, persönliche Kommunikation, Porta AG, 3800 Interlaken
- [7] Winter, W.; et al: Untersuchungen der Gleichzeitigkeit in kleinen und mittleren Nahwärmenetzen, Euroheat & Power, 09/2001 und 10/2001
- [8] Glück, B.: Heizwasser Netze für Wohn- und Industriegebiete, VEB Verlag für Bauwesen , Berlin, 1. Auflage 1985, ISBN 3-8022-0095-0
- [9] Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung (ÖKL), Merkblatt-Nr. 67 – Planung von Biomasseheizwerken und Nahwärmenetzen, Wien, 3. Auflage 2016
- [10] QM Holzheizwerke: Planungshandbuch, Schriftenreihe QM Holzheizwerke Band 4, C.A.R.M.E.N. e.V., Straubing, 2. Auflage 2008, ISBN 978-3-937441-94-8
- [11] Böswirth, L.: Technische Strömungslehre, 7. Auflage, Vieweg, Wiesbaden 2007
- [12] Frederiksen, S.; Werner, S.: District Heating and Cooling, Studentlitteratur AB, Lund 2013, ISBN 978-91-44-08530-2
- [13] Winter, W.; et al: Hydraulische Rohrrauigkeit von Stahlmediumrohren für Fernwärmenetze, Euroheat & Power, Volume 29, 05/2000, Seite 24-33
- [14] Wagner, W.: Rohrleitungstechnik, Vogel Business Media GmbH & Co, Würzburg, 11. Auflage 2012
- [15] Glück, B.: Hydrodynamische und gasdynamische Rohrströmung – Druckverluste, VEB Verlag für Bauwesen , Berlin, 1. Auflage 1988, ISBN 3-345-00222-1
- [16] Idelchik, I.: Handbook of Hydraulic Resistance, CRC-Press, Florida/USA, 3. Auflage 1994
- [17] Brugg Pipesystems: Richtpreise Fernwärme-Rohre inkl. Verlegung und Tiefbau (persönliche Kommunikation), Kleindöttingen 08.01.2010
- [18] Jenni, A.: Persönliche Kommunikation, Ardens GmbH, Liestal 2010
- [19] Welatec AG; Wärmeabnehmer A, Revisionsplan Prinzipschema Heizung, Gesamtanlage, Plan-Nr. 5979-H04, Revision 04.10.02
- [20] HSR Ingenieure AG; Wärmeabnehmer B, Haustechnik-Sanierung 2. Phase (2003) – Erneuerung Wärmeerzeugung, Prinzipschema, Plan-Nr. 02-1428.02, Revision 14.05.03

- [21] VDI-Wärmeatlas, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg 2006, Zehnte bearbeitete und erweiterte Auflage
- [22] Neuenschwander, P.; Good, J.; Nussbaumer, T.: Grundlagen der Abgaskondensation bei Holzfeuerungen, Bundesamt für Energie, Bern 1998

9 Anhang

9.1 Stoffwerte Wasser

Tabelle 9.1 Stoffwerte von Wasser im Sättigungszustand [21].

Temperatur °C	Dampfdruck Pa	Dichte kg/m ³	Spezifische Wärmekapazität kJ/(kg K)	Wärmeleitfähigkeit W/(m K)	Kinematische Viskosität 10 ⁻⁶ m ² /s
0	611	999.79	4.220	0.562	1.792
0.01	612	999.79	4.220	0.562	1.792
5	873	999.92	4.205	0.572	1.518
10	1228	999.65	4.196	0.582	1.306
15	1706	999.05	4.189	0.591	1.139
20	2339	998.16	4.185	0.600	1.003
25	3170	997.00	4.182	0.608	0.893
30	4247	995.61	4.180	0.615	0.801
35	5629	994.00	4.179	0.622	0.724
40	7384	992.18	4.179	0.629	0.658
45	9594	990.18	4.179	0.635	0.602
50	12351	988.01	4.180	0.641	0.554
55	15761	985.67	4.181	0.646	0.511
60	19946	983.18	4.183	0.651	0.474
65	25041	980.53	4.185	0.655	0.442
70	31201	977.75	4.188	0.660	0.413
75	38595	974.83	4.192	0.663	0.388
80	47415	971.78	4.196	0.667	0.365
85	57867	968.60	4.200	0.670	0.344
90	70182	965.30	4.205	0.673	0.326
95	84609	961.89	4.211	0.676	0.309
100	101420	958.35	4.217	0.678	0.294
110	143380	950.95	4.230	0.681	0.268
120	198670	943.11	4.246	0.684	0.246
130	270260	934.83	4.265	0.685	0.228
140	361500	926.13	4.286	0.685	0.212
150	476100	917.01	4.310	0.684	0.199
160	618140	907.45	4.338	0.682	0.188
170	792050	897.45	4.369	0.679	0.178
180	1002600	887.01	4.406	0.675	0.169
190	1255000	876.08	4.447	0.670	0.162
200	1554700	864.67	4.494	0.663	0.155

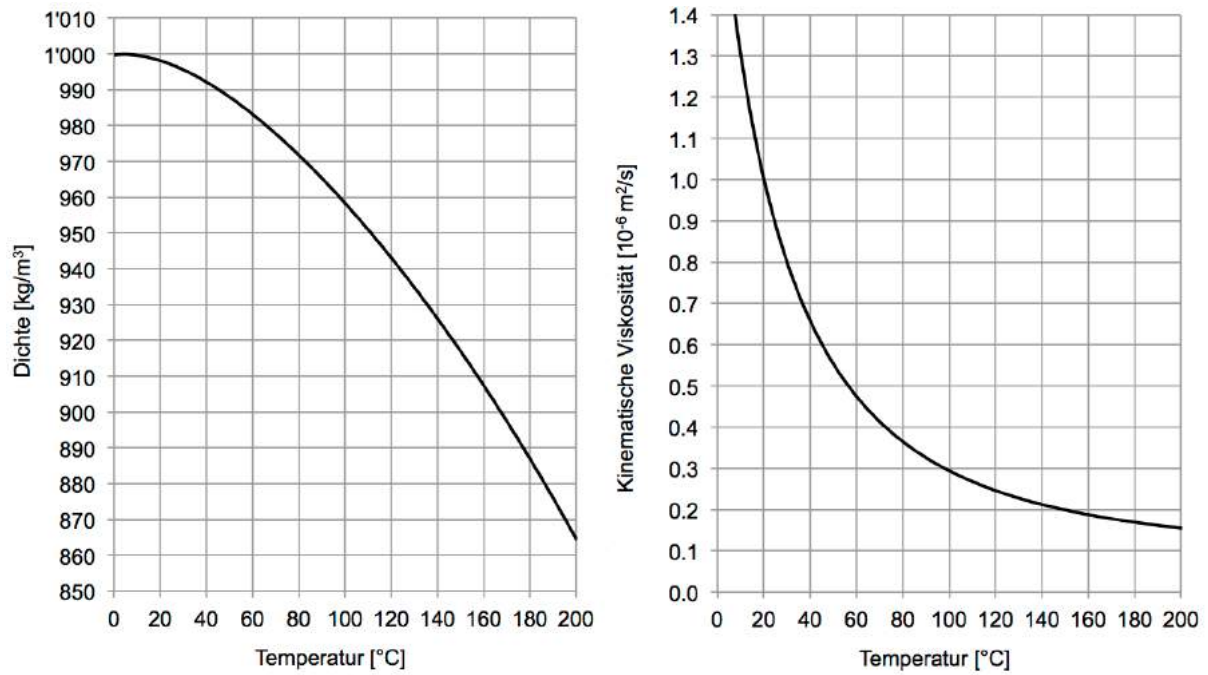


Bild 9.1 Stoffwerte von Wasser im Sättigungszustand [21] gemäss Tabelle 9.1.
Links Dichte, Rechts Kinematische Viskosität

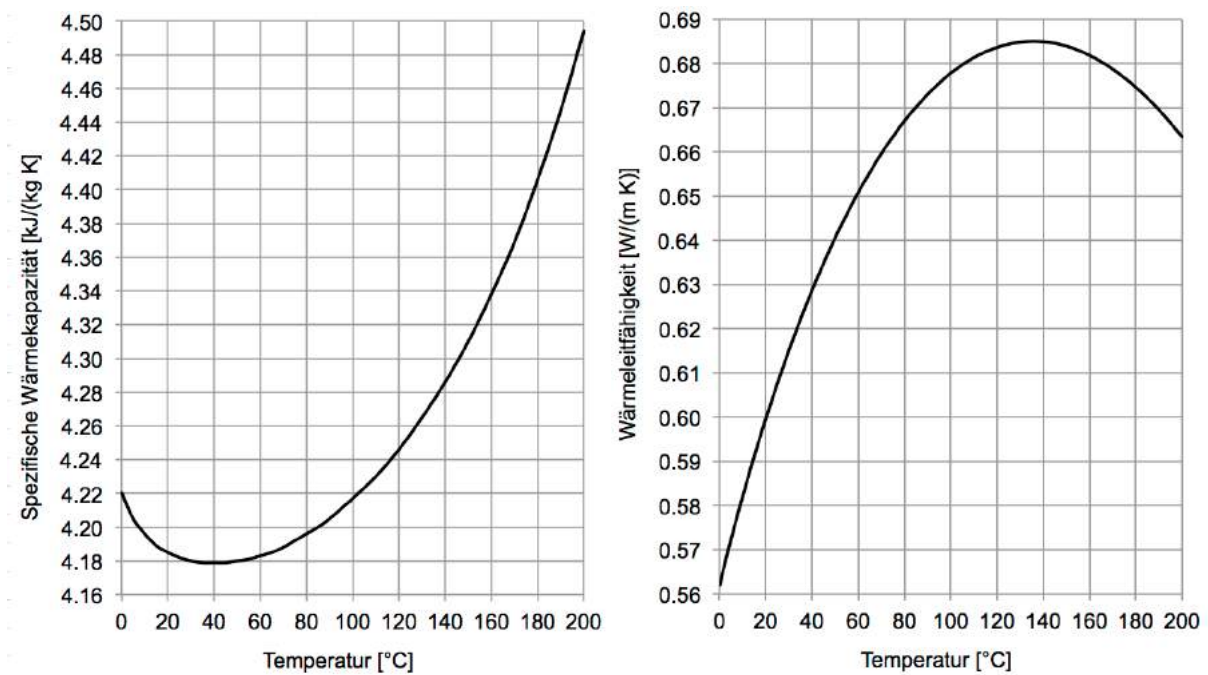


Bild 9.2 Stoffwerte von Wasser im Sättigungszustand [21] gemäss Tabelle 9.1.
Links Spezifische Wärmekapazität, Rechts Wärmeleitfähigkeit

9.2 Master-Rohrdaten

9.2.1 Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust

Tabelle 9.2 Rohrdaten **KMR-Rohre**: Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust für die Nennweiten von DN20 – DN1000. Für die Erstellung der Tabelle wurden Daten von folgenden Herstellern berücksichtigt: Brugg Pipesystems, Isoplus und Logstor

Nenn- weite	Medium-Innenrohr				Dämmstärke			Spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter		
	Aussen- durch- messer	Wandstärke	Innen- durch- messer	Volumen Innenrohr	DS1	DS2	DS3	DS1	DS2	DS3
DN	mm	mm	mm	l/m	mm	mm	mm	W/(m K)	W/(m K)	W/(m K)
20	26.9	2.65	21.60	0.37	90	110	125	0.284	0.248	0.229
25	33.7	2.60	28.50	0.64	90	110	125	0.342	0.291	0.266
32	42.4	2.60	37.20	1.09	110	125	140	0.354	0.317	0.290
40	48.3	2.60	43.10	1.46	110	125	140	0.403	0.356	0.322
50	60.3	2.90	54.50	2.33	125	140	160	0.450	0.398	0.350
65	76.1	2.90	70.30	3.88	140	160	180	0.527	0.446	0.393
80	88.9	3.20	82.50	5.35	160	180	200	0.547	0.469	0.416
100	114.3	3.60	107.10	9.01	200	225	250	0.576	0.490	0.432
125	139.7	3.60	132.50	13.79	225	250	280	0.663	0.562	0.482
150	168.3	4.00	160.30	20.18	250	280	315	0.777	0.633	0.531
200	219.1	4.50	210.10	34.67	315	355	400	0.844	0.670	0.555
250	273.0	5.00	263.00	54.33	400	450	500	0.820	0.656	0.556
300	323.9	5.60	312.70	76.80	450	500	580	0.933	0.744	0.578
350	355.6	5.60	344.40	93.16	500	560	630	0.912	0.719	0.589
400	406.4	6.30	393.80	121.80	560	630	730	0.964	0.744	0.579
450	457.2	6.30	444.60	155.25	630	670	800	0.970	0.839	0.605
500	508.0	6.30	495.40	192.75	710	800	900	0.941	0.728	0.595
600	610.0	7.10	595.80	278.80	800	900	1000	1.125	0.836	0.679
700	711.0	8.00	695.00	379.37	900	1000	1100	1.266	0.938	0.761
800	813.0	8.80	795.40	496.89	1000	1100	1200	1.409	1.042	0.842
900	914.0	10.00	894.00	627.72	1100	1200	–	1.542	1.141	–
1000	1016.0	11.00	994.00	776.00	1200	1300	–	1.678	1.241	–

Tabelle 9.3 Rohrdaten **KMR-Duo-Rohre**: Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust für die Nennweiten von DN20 – DN200. Für die Erstellung der Tabelle wurden Daten von folgenden Herstellern berücksichtigt: Brugg Pipesystems, Isoplus und Logstor

Nenn- weite	Medium-Innenrohr				Dämmstärke			Spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter		
	Aussen- durch- messer	Wandstärke	Innen- durch- messer	Volumen Innenrohr	DS1	DS2	DS3	DS1	DS2	DS3
DN	mm	mm	mm	l/m	mm	mm	mm	W/(m K)	W/(m K)	W/(m K)
20	26.9	2.60	21.70	0.37	125	140	–	0.204	0.184	–
25	33.7	2.60	28.50	0.64	140	160	–	0.223	0.195	–
32	42.4	2.60	37.20	1.09	160	180	–	0.242	0.213	–
40	48.3	2.60	43.10	1.46	160	180	–	0.286	0.243	–
50	60.3	2.90	54.50	2.33	200	225	–	0.280	0.241	–
65	76.1	2.90	70.30	3.88	225	250	–	0.329	0.278	–
80	88.9	3.20	82.50	5.35	250	280	–	0.371	0.297	–
100	114.3	3.60	107.10	9.01	315	355	–	0.375	0.300	–
125	139.7	3.60	132.50	13.79	400	450	–	0.363	0.293	–
150	168.3	4.00	160.30	20.18	450	500	–	0.419	0.330	–
200	219.1	4.50	210.10	34.67	560	630	–	0.475	0.349	–
250	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
350	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
400	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
450	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
600	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
700	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
800	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
900	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Tabelle 9.4 Rohrdaten **MMR-Rohre**: Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust für die Nennweiten von DN20 – DN150. Für die Erstellung der Tabelle wurden Daten von Brugg Pipesystems berücksichtigt.

Nenn- weite	Medium-Innenrohr				Dämmstärke			Spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter		
	Aussen- durch- messer	Wandstärke	Innen- durch- messer	Volumen Innenrohr	DS1	DS2	DS3	DS1	DS2	DS3
DN	mm	mm	mm	l/m	mm	mm	mm	W/(m K)	W/(m K)	W/(m K)
20	25.5	0.3	22.00	0.38	91	–	–	0.245	–	–
25	34.0	0.3	30.00	0.71	91	111	–	0.307	0.265	–
32	43.8	0.4	38.90	1.19	111	126	–	0.325	0.294	–
40	54.5	0.5	48.50	1.85	111	126	–	0.401	0.354	–
50	66.5	0.5	60.00	2.83	126	142	–	0.443	0.390	–
65	85.6	0.60	75.80	4.51	178	–	–	0.396	–	–
80	109.2	0.80	98.00	7.54	178	233	–	0.542	0.394	–
100	142.9	0.90	127.00	12.67	233	–	–	0.540	–	–
125	162.7	1.00	147.00	16.97	233	–	–	0.683	–	–
150	218.0	1.20	197.50	30.64	313	–	–	0.693	–	–
200	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
250	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
350	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
400	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
450	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
600	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
700	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
800	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
900	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Tabelle 9.5 Rohrdaten **MMR-Duo-Rohre**: Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust für die Nennweiten von DN20 – DN50. Für die Erstellung der Tabelle wurden Daten von Brugg Pipesystems berücksichtigt.

Nenn- weite	Medium-Innenrohr				Dämmstärke			Spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter		
	Aussen- durch- messer	Wandstärke	Innen- durch- messer	Volumen Innenrohr	DS1	DS2	DS3	DS1	DS2	DS3
DN	mm	mm	mm	l/m	mm	mm	mm	W/(m K)	W/(m K)	W/(m K)
20	25.5	0.3	22.00	0.38	111	–	–	0.156	–	–
25	34.0	0.3	30.00	0.71	126	–	–	0.181	–	–
32	43.8	0.4	38.90	1.19	142	–	–	0.224	–	–
40	54.5	0.5	48.50	1.85	162	–	–	0.251	–	–
50	66.5	0.5	60.00	2.83	182	225	–	0.293	0.215	–
65	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
80	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
100	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
125	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
150	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
200	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
250	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
350	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
400	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
450	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
600	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
700	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
800	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
900	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Tabelle 9.6 Rohrdaten **PMR-Rohre**: Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust für die Nennweiten von DN20 – DN150. Für die Erstellung der Tabelle wurden Daten von folgenden Herstellern berücksichtigt: Brugg Pipesystems und Isoplus.

Nenn- weite	Medium-Innenrohr				Dämmstärke			Spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter		
	Aussen- durch- messer	Wandstärke	Innen- durch- messer	Volumen Innenrohr	DS1	DS2	DS3	DS1	DS2	DS3
DN	mm	mm	mm	l/m	mm	mm	mm	W/(m K)	W/(m K)	W/(m K)
20	25.0	2.30	20.40	0.33	75	90	–	0.264	0.235	–
25	32.0	2.90	26.20	0.54	75	90	–	0.321	0.279	–
32	40.0	3.70	32.60	0.83	90	110	–	0.332	0.284	–
40	50.0	4.60	40.80	1.31	110	125	–	0.341	0.307	–
50	63.0	5.80	51.40	2.07	125	140	–	0.378	0.340	–
65	75.0	6.80	61.40	2.96	140	160	–	0.405	0.356	–
80	90.0	8.20	73.60	4.25	160	180	–	0.429	0.380	–
100	110.0	10.00	90.00	6.36	160	180	–	0.557	0.476	–
125	125.0	11.40	102.20	8.20	180	–	–	0.567	–	–
150	160.0	14.60	130.80	13.44	250	–	–	0.511	–	–
200	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
250	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
350	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
400	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
450	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
600	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
700	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
800	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
900	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Tabelle 9.7 Rohrdaten **PMR-Duo-Rohre**: Abmessungen und spezifischer Wärmeverlust für die Nennweiten von DN20 – DN50. Für die Erstellung der Tabelle wurden Daten von folgenden Herstellern berücksichtigt: Brugg Pipesystems und Isoplus.

Nenn- weite	Medium-Innenrohr				Dämmstärke			Spezifischer Wärmeverlust pro Trassenmeter		
	Aussen- durch- messer	Wandstärke	Innen- durch- messer	Volumen Innenrohr	DS1	DS2	DS3	DS1	DS2	DS3
DN	mm	mm	mm	l/m	mm	mm	mm	W/(m K)	W/(m K)	W/(m K)
20	25.0	2.30	20.40	0.33	90	110	–	0.211	0.174	–
25	32.0	2.90	26.20	0.54	110	125	–	0.215	0.198	–
32	40.0	3.70	32.60	0.83	125	140	–	0.235	0.222	–
40	50.0	4.60	40.80	1.31	160	180	–	0.264	0.210	–
50	63.0	5.80	51.40	2.07	180	–	–	0.246	–	–
65	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
80	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
100	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
125	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
150	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
200	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
250	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
300	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
350	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
400	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
450	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
600	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
700	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
800	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
900	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1000	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

9.2.2 Richtpreise Fernwärmeleitungen

Tabelle 9.8 Zusammenstellung der inbegriffenen Leistungen für die in der Tabelle 9.9 dargestellten Richtpreise für Fernwärmeleitungen.

Material und Verlegung	Grabarbeiten	Bemerkungen
- Vor- und Rücklauf je 1 m - 1/10 Bogenpreisanteil - 5% T-Stückanteil - 1/6 Muffenpreisanteil - 10% für Mauerdichtringe, Dehnungszonen, Rohrunterlagen und Schweissmaterial - 1/100 Preisanteil für Überwachungsanlage, vertragen und verschweissen der Rohre - Druckprobe	- Aushub gemäss Unterlagen - 30% wegführen des Aushubmaterials - Erstellen des Sandbettes - Einsanden der Rohre - Verfüllen des Grabens - Wiederherstellen der Erdoberfläche - Strassenbeläge	Dämmstärke: KMR: DN20 – DN150 Dämmstärke 3 ≥ DN200 Dämmstärke 2 Sonstige Rohre: Dämmstärke 2 MMR: DN 20-50 Casaflex (Brugg) DN 65-150 Flexwell (Brugg) MMR-Duo DN 20-50 Casaflex (Brugg) Nicht im Preis inbegriffen sind: - Röntgen der Schweissnähte - Umlegen von Werksleitungen - Spriessen des Grabens - Verkehrsregelungen

Tabelle 9.9 Richtpreise für Fernwärmeleitungen (2009). Kursiv dargestellte Werte bei KMR ab DN 300 sind extrapolierte Werte. Die Preise sollten bei Bedarf beim Hersteller konkret nachgefragt werden, da der Einsatz von Rohrdimensionen ab DN 300, insbesondere in der Schweiz, eher Selten zum Einsatz kommen.

Nennweite	KMR		KMR-Duo		MMR		MMR-Duo		PMR		PMR-Duo	
	Flur	Strasse	Flur	Strasse	Flur	Strasse	Flur	Strasse	Flur	Strasse	Flur	Strasse
DN	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m	CHF/m
20	373	473	295	374	350	450	252	352	246	346	193	278
25	379	479	299	378	363	463	275	375	258	358	222	322
32	411	511	325	404	453	553	309	409	306	406	245	350
40	429	529	339	418	465	585	348	448	323	423	315	415
50	484	599	382	473	524	634	385	485	458	548	352	452
65	535	650	423	514	726	821	–	–	508	618	–	–
80	605	745	478	589	809	904	–	–	613	708	–	–
100	780	920	616	727	917	1052	–	–	667	762	–	–
125	965	1105	762	873	1027	1162	–	–	721	816	–	–
150	1157	1332	914	1052	1106	1241	–	–	775	870	–	–
200	1381	1586	1091	1253	–	–	–	–	–	–	–	–
250	1899	2124	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
300	2417	2662	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
350	2935	3200	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
400	3453	3738	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
450	3971	4276	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
500	4489	4814	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
600	5007	5352	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
700	5525	5890	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
800	6043	6428	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
900	6561	6966	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
1000	7079	7504	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

9.3 Netzplan AVARI AG

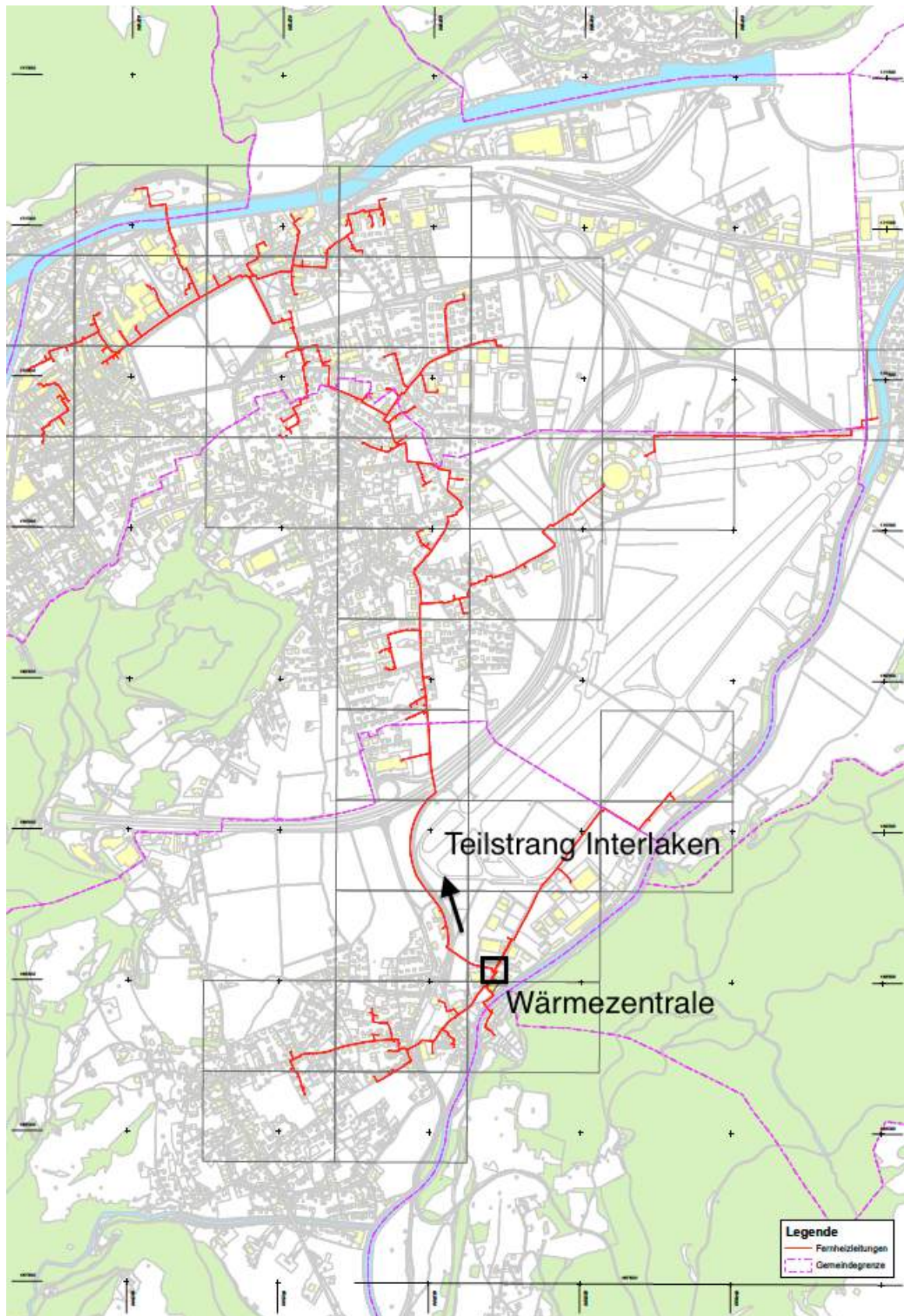


Bild 9.3 Netzplan Wärmeverbund AVARI AG mit der Kennzeichnung der Wärmezentrale und dem Teilstrang Interlaken (Stand 21. Februar 2014).

9.4 Resultate Bewertungs-Tool: AVARI bei 11.8 MW

Eingabe Allgemein		
Eingabe Grössen		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger	%	83%
Vollbetriebsstunden Wärmeerzeuger	h/a	3'200
Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer	h/a	2'000
Betriebsstunden Netz	h/a	8760
Gleichzeitigkeitsfaktor	–	0.705
Vorlauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	92
Rücklauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	58.2
mittlere Vorlauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	77
mittlere Rücklauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	60
Geodätischer Höhenunterschied (Zentrale – höchster Punkt Netz)	m	20
Brennstoffpreis	Rp./kWh	5
Strompreis	Rp./kWh	20
Kalkulationsdauer	a	30
Kapitalzins	%	3%
Druckhaltung	bar	3
Nenndruck Netz (PN)	bar	16
Förderhöhe Druckerhöhungsstation	mWs	10
Maximal zulässiger spezifischer Druckverlust	Pa/m	250
Schlechtpunkt (z.B. weitest entfernter Wärmeabnehmer):		
Florastrasse 26, 3800 Interlaken, 20 kW		
Abgeleitete Grössen		
Brennstoffkosten	Rp./kWh	6.02
Temperaturspreizung Auslegung	K	33.8
mittlere Temperaturspreizung	K	17
Betriebsmitteltemperatur Auslegung	°C	75.1
mittlere jährliche Betriebsmitteltemperatur	°C	68.5
Annuitätsfaktor	%/a	5.10%
Statischer Druck Netz	bar	1.9
Berechnete Grössen		
Trassenlänge Gesamt	m	12'578
Trassenlänge Schlechtpunkt	m	4'437
Spezifischer Druckverlust Schlechtpunkt	Pa/m	72
Differenzdruck über der Netzpumpe	bar	6.2
Volumenstrom Netzpumpe	m ³ /h	307.3
Pumpleistung Netzpumpe	kW	85.0
Förderhöhe Netzpumpe	mWs	74.3
Netzdruck	bar	11.1
Anschlussleistung Abboniert	kW	16'834
Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor	kW	11'868
Energiebedarf Wärmeabnehmer	MWh/a	23'736
Energiebedarf Netzeinspeisung	MWh/a	26'248
Nennleistung Wärmeerzeugung (bei gegebenen VBZ Wärmeerzeuger)	kW	8'203
Wärmeverluste der Wärmeverteilung (bezogen auf eingespeiste Wärmemenge)	%/a	9.6
Anzahl Hausanschlüsse	–	119
Anschlussdichte	MWh/(a m)	1.9
Abkühlung Vorlauf bis zum Schlechtpunkt	K	3.6
Vorlauftemperatur beim Schlechtpunkt	°C	88.4
Anzahl Einzelstränge	–	267

Bild 9.4 Eingabe Allgemein für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.

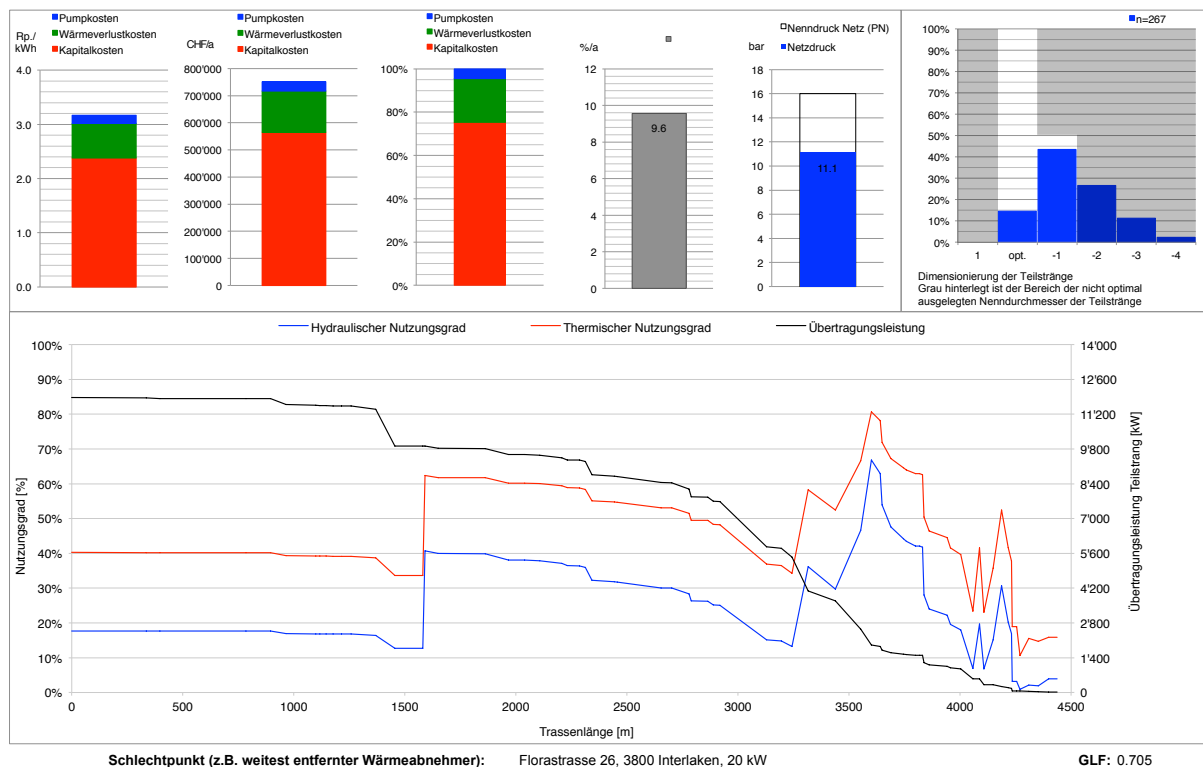


Bild 9.5 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.

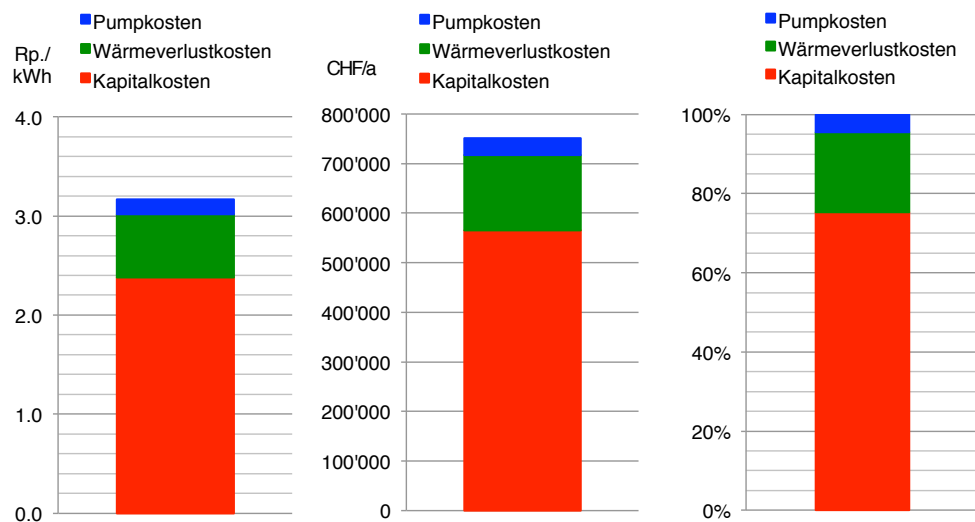


Bild 9.6 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Zusammenstellung der Kosten) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.

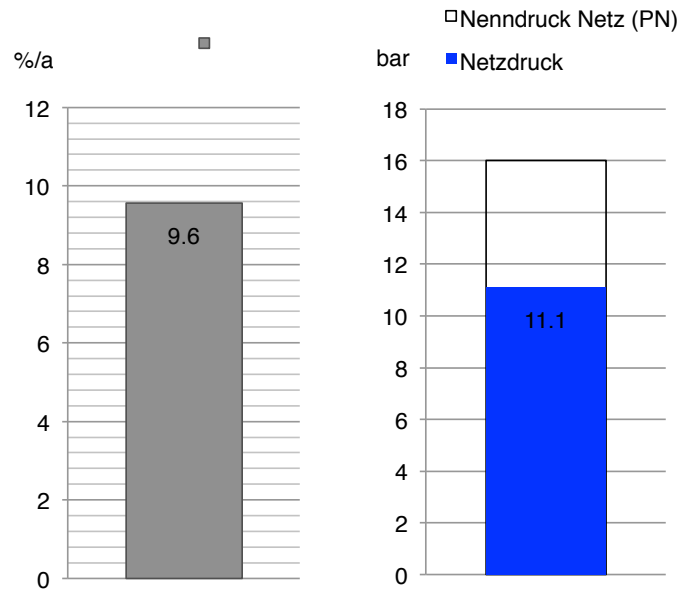


Bild 9.7 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Wärmeverlust und Netzdruck) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.

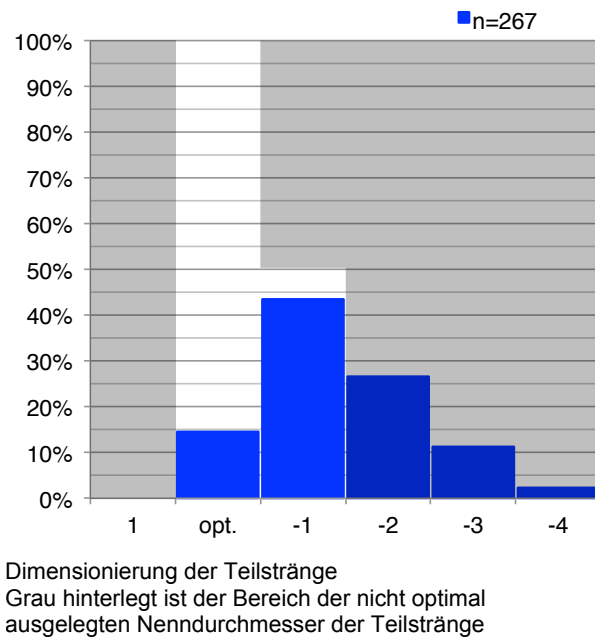


Bild 9.8 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung (Dimensionierung Teilstränge) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.

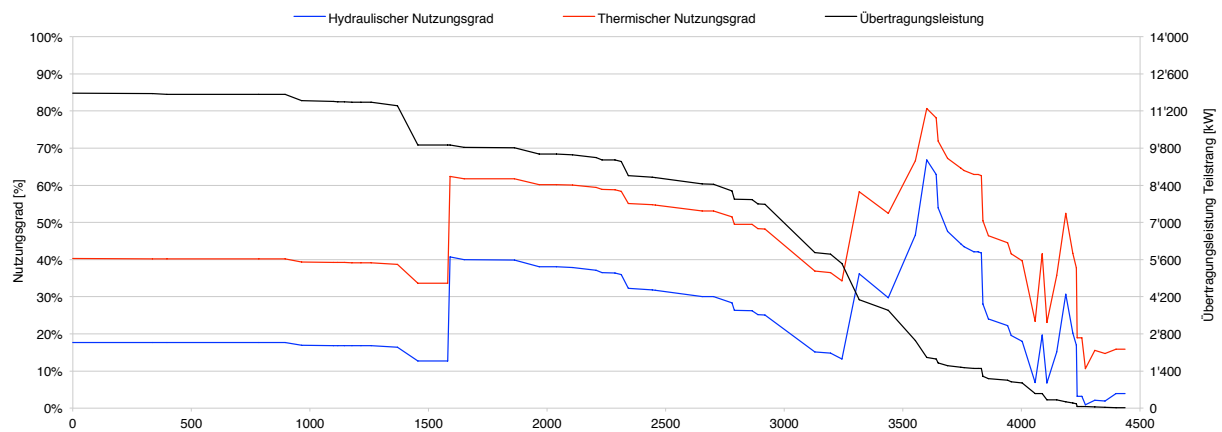


Bild 9.9 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Netzcharakteristik) für WW AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.



	bar	Pa	mWS
Nennndruck PN	16	1'600'000	165.9
maximaler Netzdruck	11.1	1'113'505	115.4
Differenzdruck Hauptpumpe	6.2	620'601	64.3
Differenzdruck Druckerhöhung	1.0	98'452	10.0
Druckhaltung	3.0	300'000	31.1
Statischer Druck	1.9	192'904	20.0
Differenzdruck Hausanschluss	0.8	80'000	8.3

Bild 9.10 Druckschaubild für den Schlechtpunkt (Florastrasse 26, 3800 Interlaken, 20 kW) für WW AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW. Hier mit der Druckerhöhungsstation.

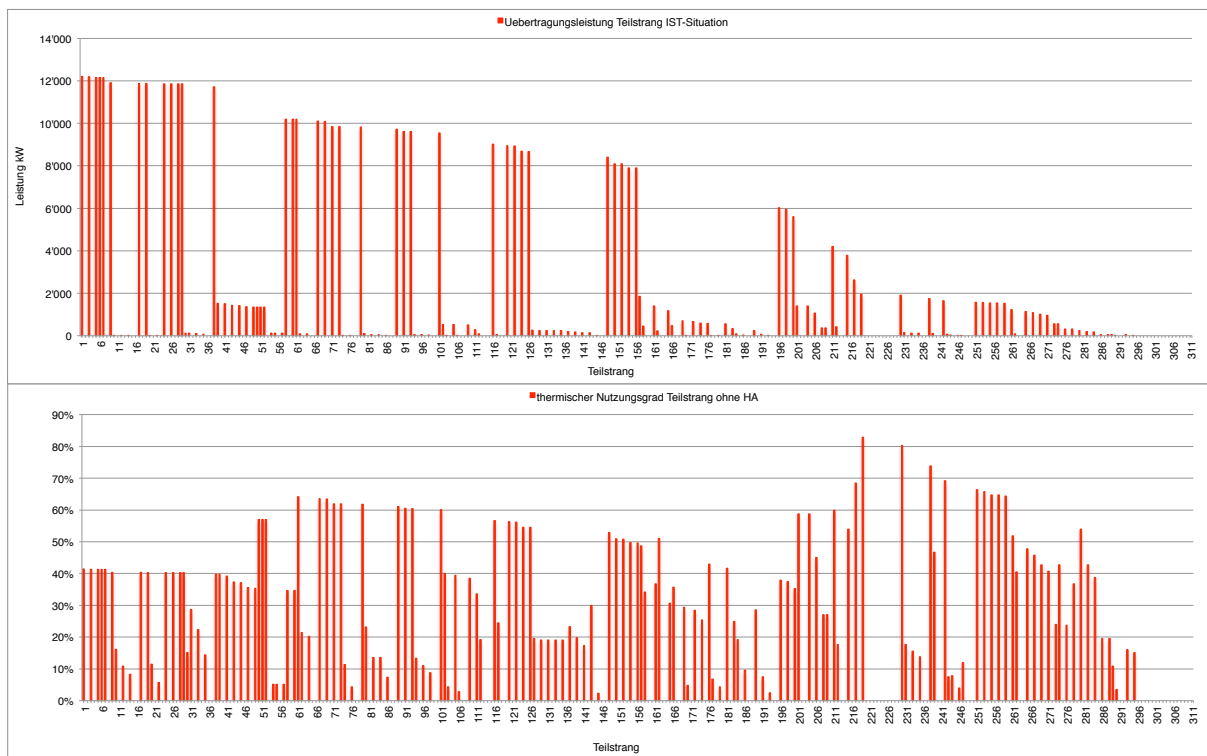


Bild 9.11 Übertragungsleistung und Thermischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.

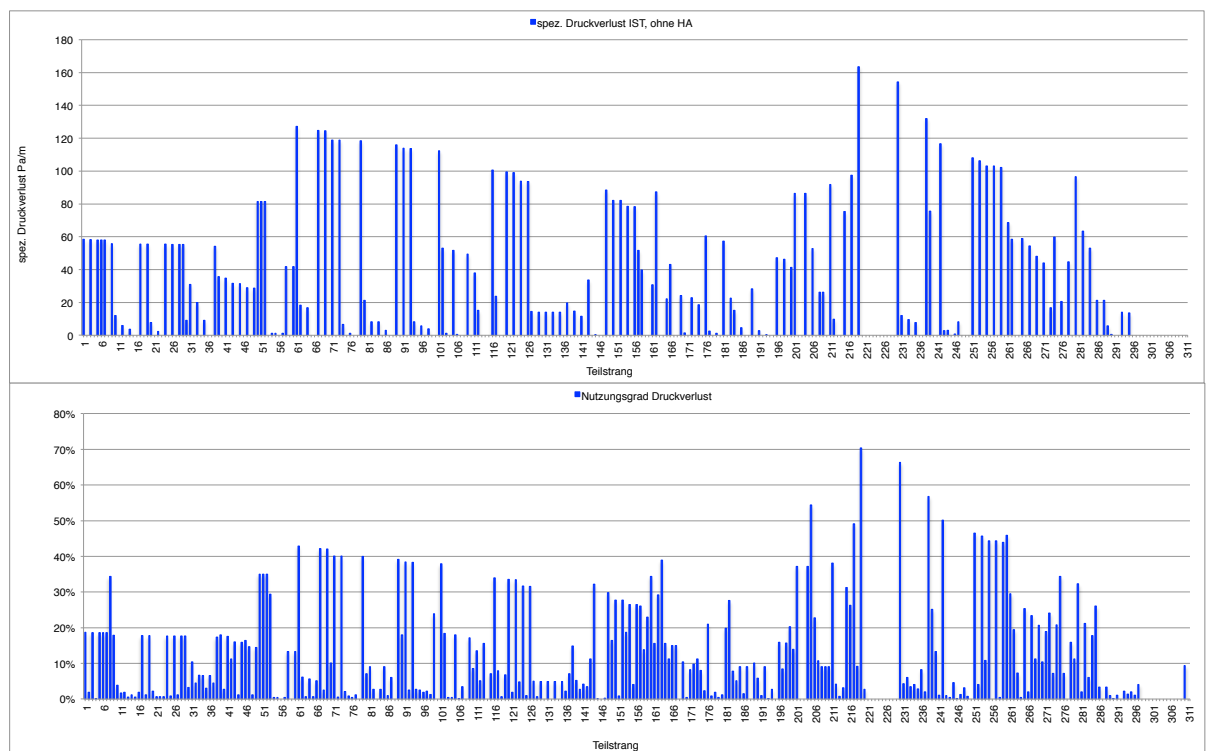


Bild 9.12 Spezifischer Druckverlust und Hydraulischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12 MW.

9.5 Resultate Bewertungs-Tool: AVARI bei 12.3 MW

Eingabe Allgemein		
Eingabe Größen		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger	%	83%
Vollbetriebsstunden Wärmeerzeuger	h/a	3'200
Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer	h/a	2'000
Betriebsstunden Netz	h/a	8760
Gleichzeitigkeitsfaktor	–	0.73
Vorlauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	92
Rücklauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	58.2
mittlere Vorlauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	77
mittlere Rücklauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	60
Geodätischer Höhenunterschied (Zentrale – höchster Punkt Netz)	m	20
Brennstoffpreis	Rp./kWh	5
Strompreis	Rp./kWh	20
Kalkulationsdauer	a	30
Kapitalzins	%	3%
Druckhaltung	bar	3
Nenndruck Netz (PN)	bar	16
Förderhöhe Druckerhöhungsstation	mWs	0
Maximal zulässiger spezifischer Druckverlust	Pa/m	250
Schlechtpunkt (z.B. weitest entfernter Wärmeabnehmer):		
Florastrasse 26, 3800 Interlaken, 20 kW		
Abgeleitete Größen		
Brennstoffkosten	Rp./kWh	6.02
Temperaturspreizung Auslegung	K	33.8
mittlere Temperaturspreizung	K	17
Betriebsmitteltemperatur Auslegung	°C	75.1
mittlere jährliche Betriebsmitteltemperatur	°C	68.5
Annuitätsfaktor	%/a	5.10%
Statischer Druck Netz	bar	1.9
Berechnete Größen		
Trassenlänge Gesamt	m	12'578
Trassenlänge Schlechtpunkt	m	4'437
Spezifischer Druckverlust Schlechtpunkt	Pa/m	77
Differenzdruck über der Netzpumpe	bar	7.6
Volumenstrom Netzpumpe	m ³ /h	318.2
Pumpleistung Netzpumpe	kW	93.3
Förderhöhe Netzpumpe	mWs	78.8
Netzdruck	bar	12.5
Anschlussleistung Abboniert	kW	16'834
Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor	kW	12'289
Energiebedarf Wärmeabnehmer	MWh/a	24'578
Energiebedarf Netzeinspeisung	MWh/a	27'090
Nennleistung Wärmeerzeugung (bei gegebenen VBZ Wärmeerzeuger)	kW	8'466
Wärmeverluste der Wärmeverteilung (bezogen auf eingespeiste Wärmemenge)	%/a	9.3
Anzahl Hausanschlüsse	–	119
Anschlussdichte	MWh/(a m)	2.0
Abkühlung Vorlauf bis zum Schlechtpunkt	K	3.4
Vorlauftemperatur beim Schlechtpunkt	°C	88.6
Anzahl Einzelstränge	–	267

Bild 9.13 Eingabe Allgemein für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.

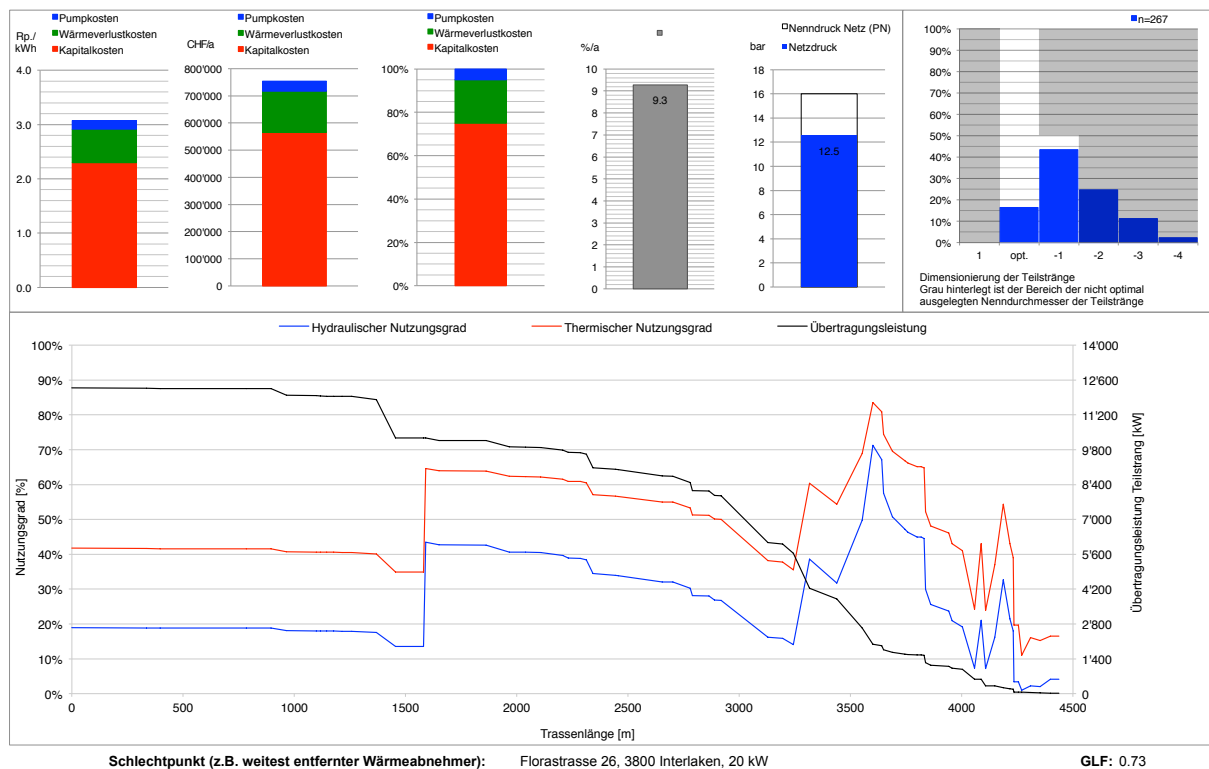


Bild 9.14 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.

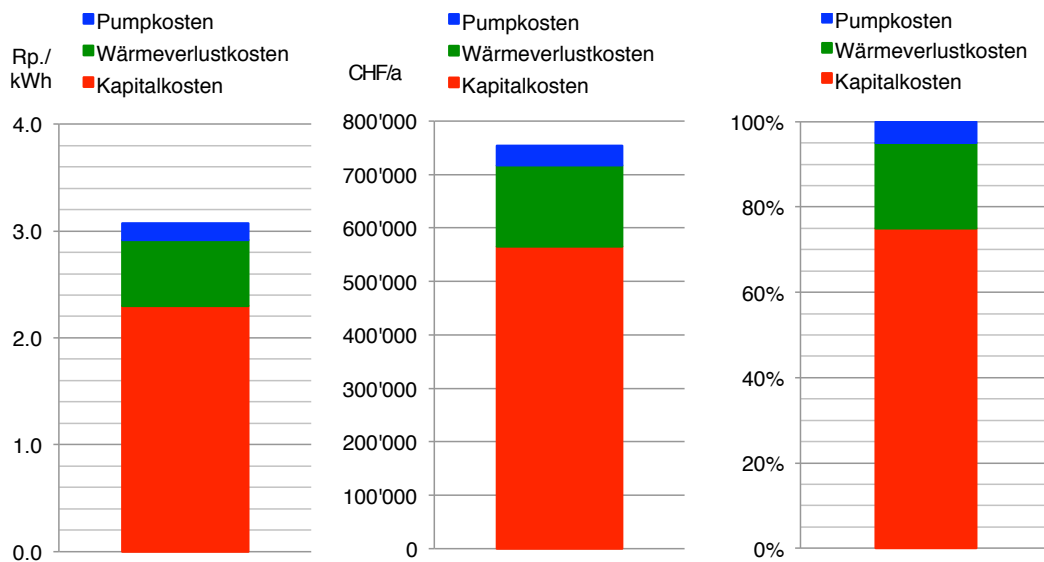


Bild 9.15 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Zusammenstellung der Kosten) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.

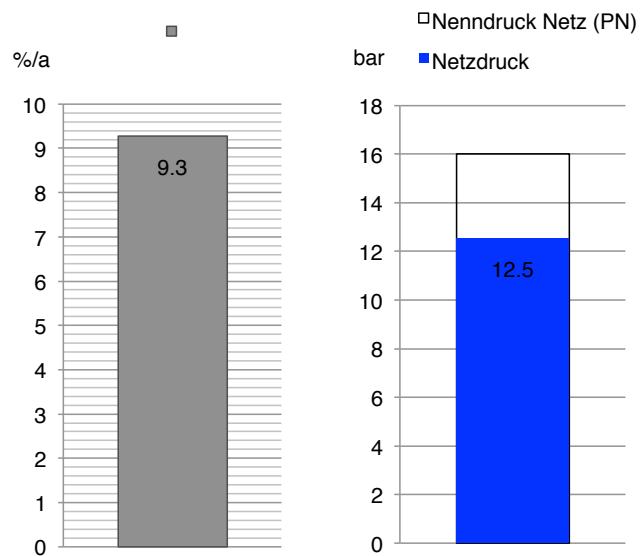
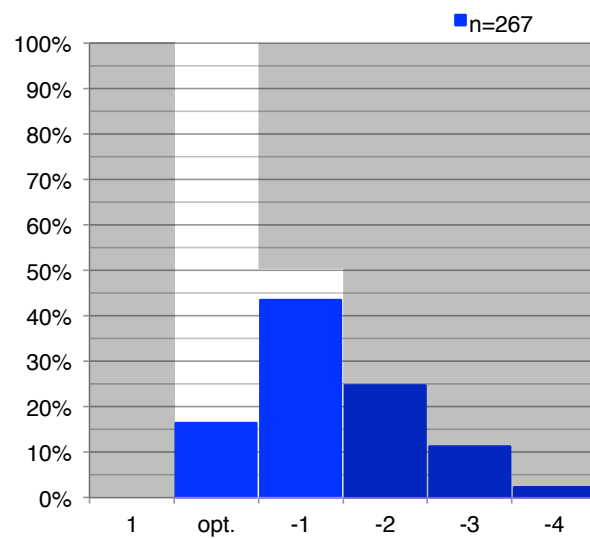


Bild 9.16 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Wärmeverlust und Netzdruck) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.



Dimensionierung der Teilstränge
 Grau hinterlegt ist der Bereich der nicht optimal
 ausgelegten Nenndurchmesser der Teilstränge

Bild 9.17 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung (Dimensionierung Teilstränge) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.

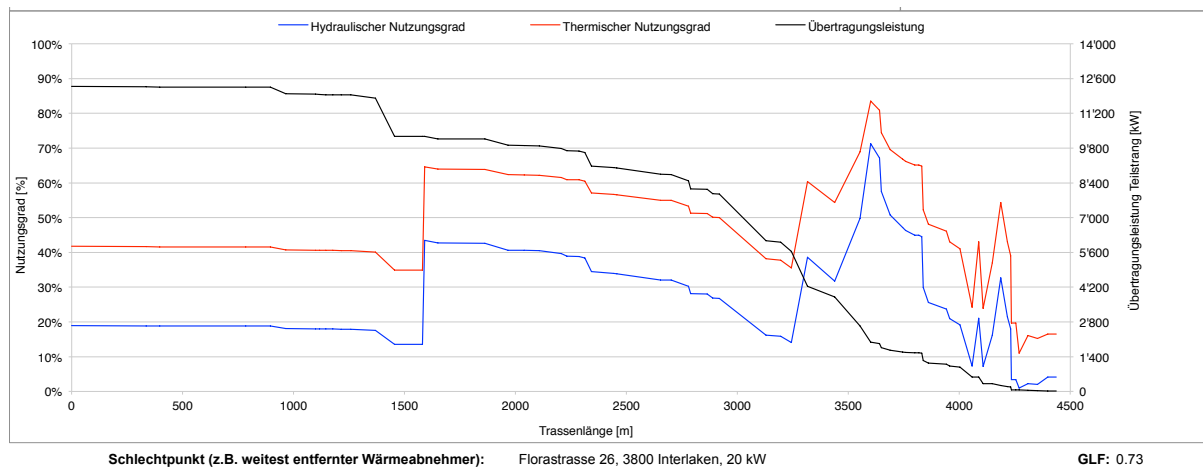
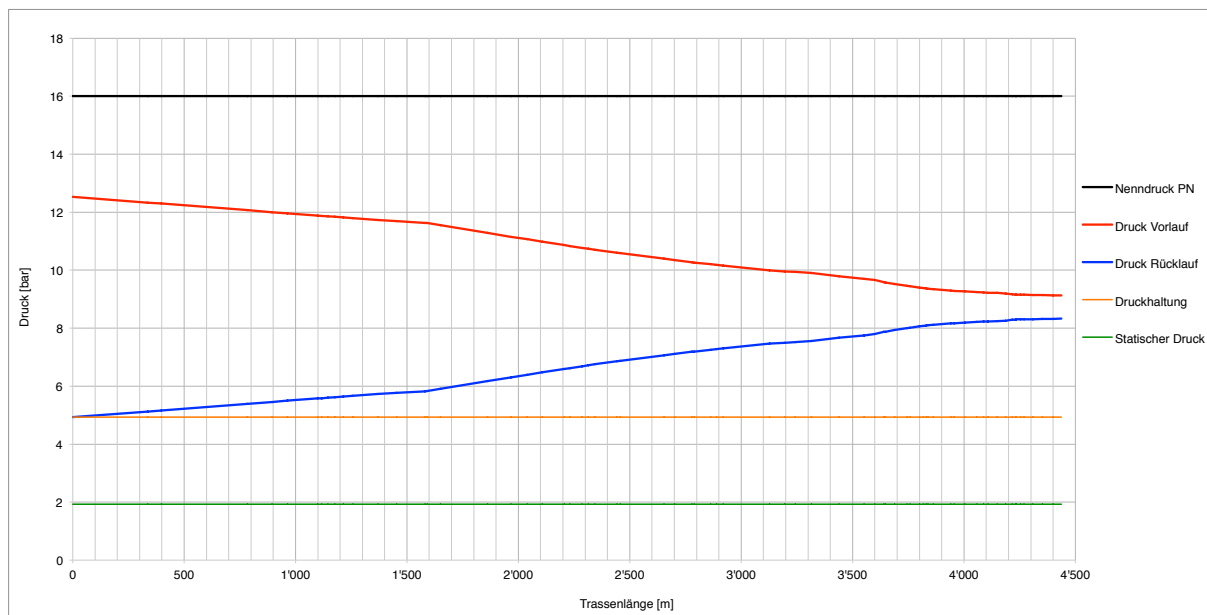


Bild 9.18 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Netzcharakteristik) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.



	bar	Pa	mWS
Nennndruck PN	16	1'600'000	165.9
maximaler Netzdruck	12.5	1'253'062	129.9
Differenzdruck Hauptpumpe	7.6	760'158	78.8
Differenzdruck Druckerhöhung	–	–	–
Druckhaltung	3.0	300'000	31.1
Statischer Druck	1.9	192'904	20.0
Differenzdruck Hausanschluss	0.8	80'000	8.3

Bild 9.19 Druckschaubild für den Schlechtpunkt (Florastrasse 26, 3800 Interlaken, 20 kW) für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW. Hier ohne Druckerhöhungsstation.

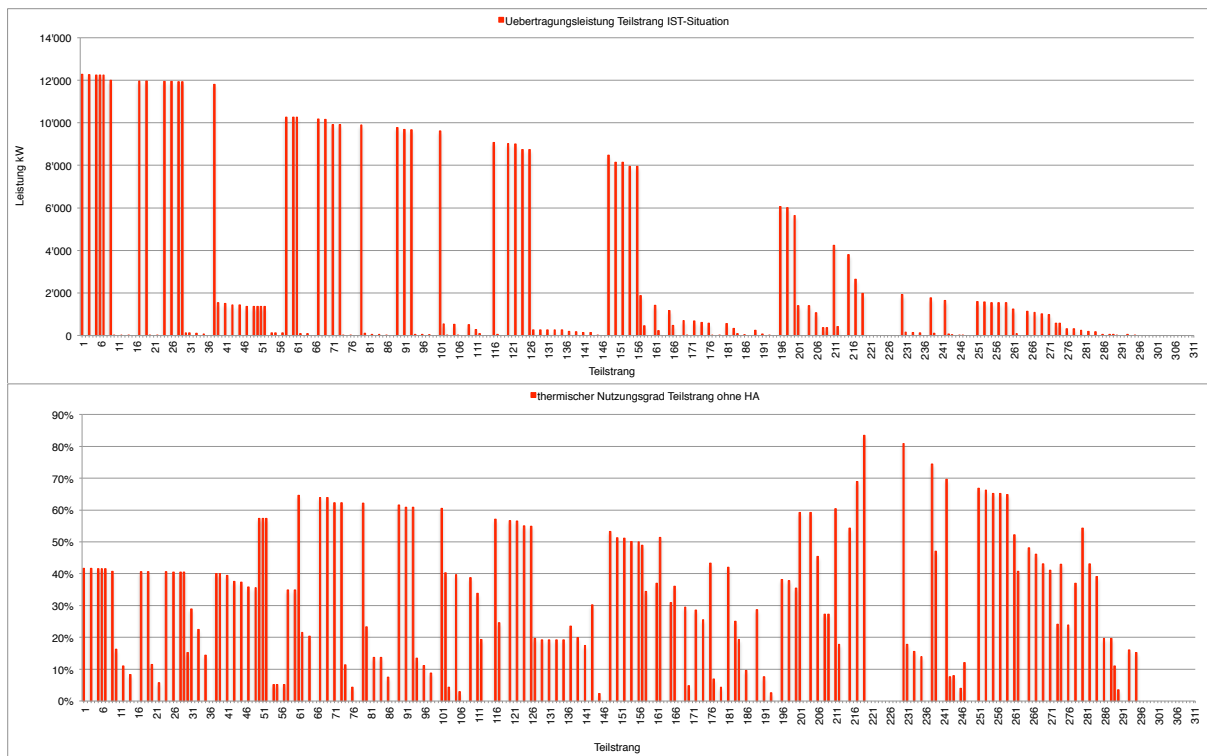


Bild 9.20 Übertragungsleistung und Thermischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.

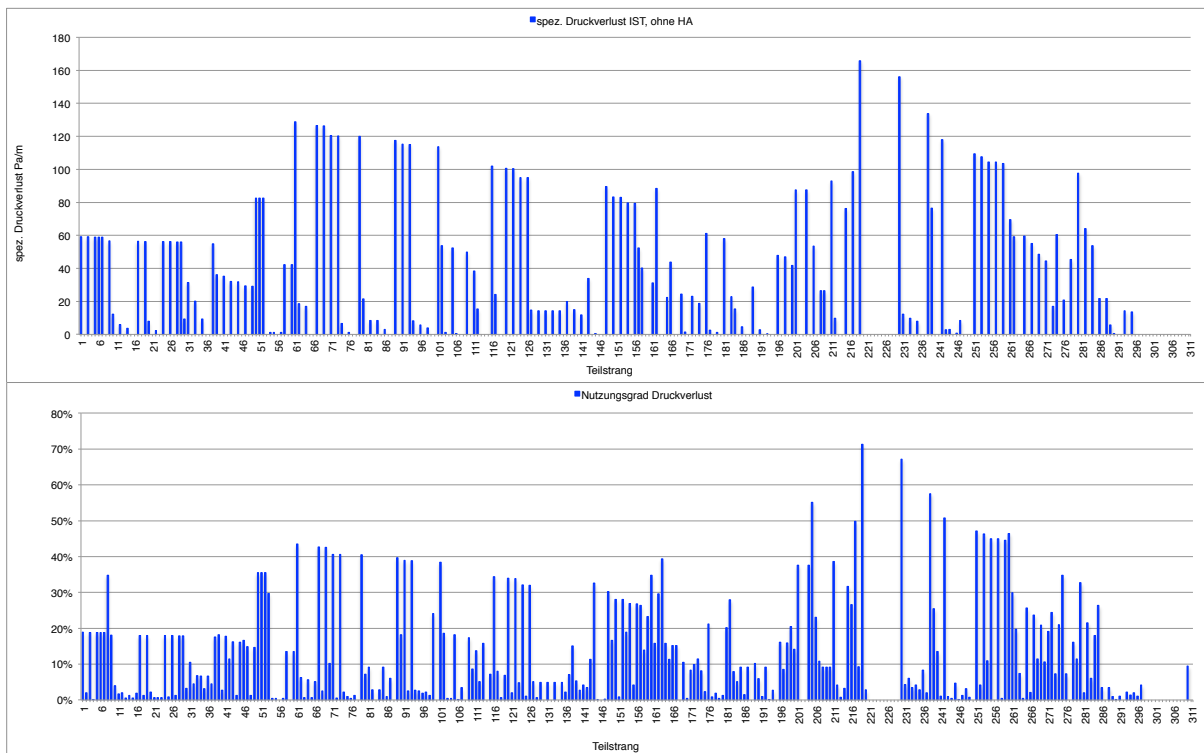


Bild 9.21 Spezifischer Druckverlust und Hydraulischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge für WV AVARI AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den Teilstrang Interlaken von 12.3 MW.

9.6 Netzplan Heizverbund Untere Kniri AG

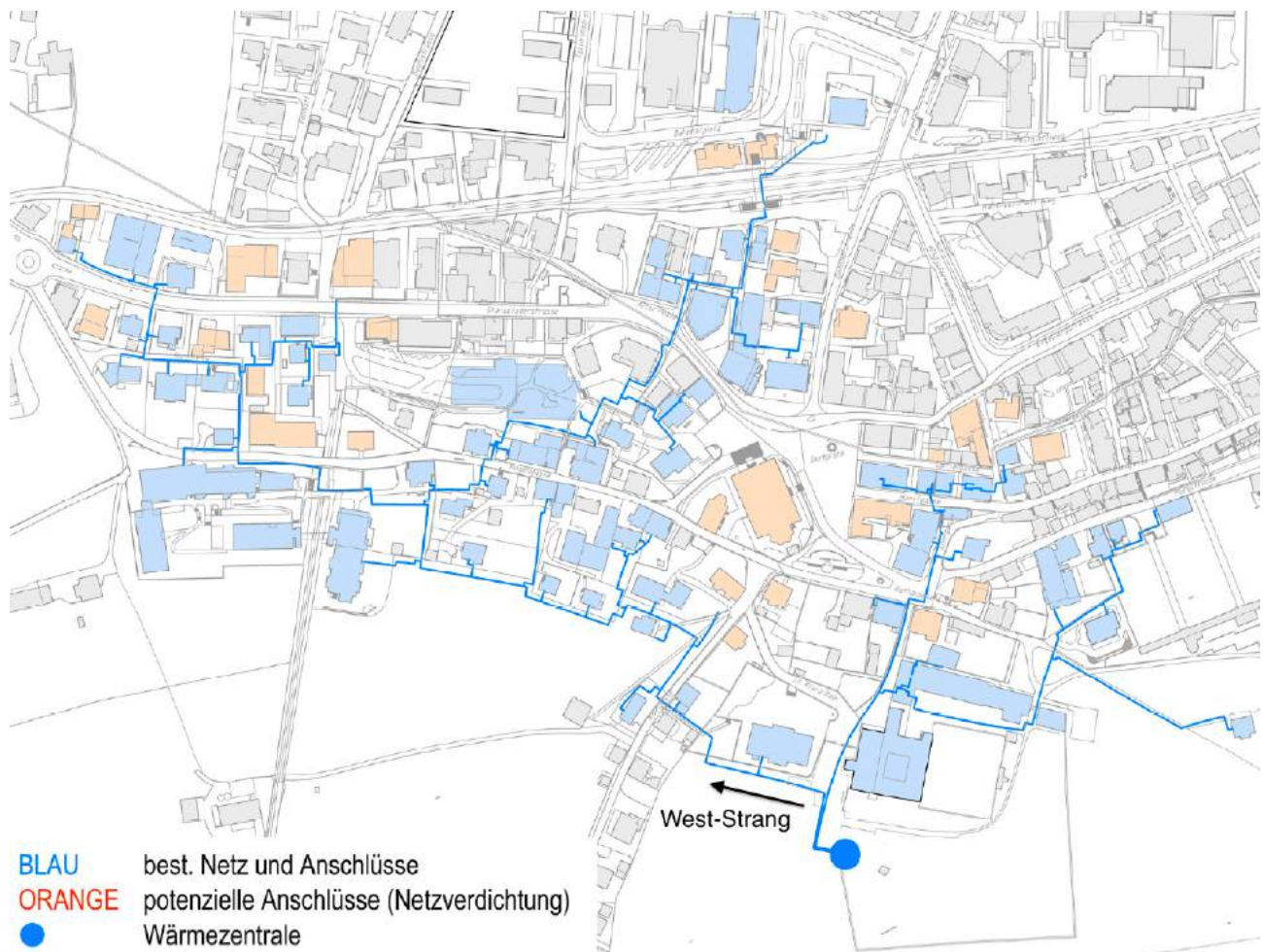


Bild 9.22 Netzplan Heizverbund Untere Kniri AG mit der Kennzeichnung der Wärmezentrale und dem West-Strang (Stand 14. Dezember 2015).

9.7 Resultate Bewertungs-Tool: Untere Kniri bei 1.9 MW

Eingabe Allgemein		
Eingabe Größen		
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeuger	%	85%
Vollbetriebsstunden Wärmeerzeuger	h/a	2'548
Vollbetriebsstunden Wärmeabnehmer	h/a	2'200
Betriebsstunden Netz	h/a	8760
Gleichzeitigkeitsfaktor	–	0.7
Vorlauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	80
Rücklauftemperatur Auslegung (Auslege-Aussentemperatur am Standort)	°C	50
mittlere Vorlauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	80
mittlere Rücklauftemperatur (Jahresmittel Normtemperatur am Standort)	°C	50
Geodätischer Höhenunterschied (Zentrale – höchster Punkt Netz)	m	25
Brennstoffpreis	Rp./kWh	5
Strompreis	Rp./kWh	20
Kalkulationsdauer	a	30
Kapitalzins	%	3%
Druckhaltung	bar	3
Nennndruck Netz (PN)	bar	16
Förderhöhe Druckerhöhungsstation	mWs	0
Maximal zulässiger spezifischer Druckverlust	Pa/m	250
Schlechtpunkt (z.B. weitest entfernter Wärmeabnehmer):		
Postgebäude, Bahnhofplatz 3, 141 kW		
Abgeleitete Größen		
Brennstoffkosten	Rp./kWh	5.88
Temperaturspreizung Auslegung	K	30
mittlere Temperaturspreizung	K	30
Betriebsmitteltemperatur Auslegung	°C	65
mittlere jährliche Betriebsmitteltemperatur	°C	65
Annuitätsfaktor	%/a	5.10%
Statischer Druck Netz	bar	2.4
Berechnete Größen		
Trassenlänge Gesamt	m	2'292
Trassenlänge Schlechtpunkt	m	858
Spezifischer Druckverlust Schlechtpunkt	Pa/m	57
Differenzdruck über der Netzpumpe	bar	1.8
Volumenstrom Netzpumpe	m ³ /h	55.0
Pumpleistung Netzpumpe	kW	3.8
Förderhöhe Netzpumpe	mWs	18.5
Netzdruck	bar	7.2
Anschlussleistung Abboniert	kW	2'692
Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor	kW	1'884
Energiebedarf Wärmeabnehmer	MWh/a	4'146
Energiebedarf Netzeinspeisung	MWh/a	4'553
Nennleistung Wärmeerzeugung (bei gegebenen VBZ Wärmeerzeuger)	kW	1'787
Wärmeverluste der Wärmeverteilung (bezogen auf eingespeiste Wärmemenge)	%/a	9.0
Anzahl Hausanschlüsse	–	54
Anschlussdichte	MWh/(a m)	1.8
Abkühlung Vorlauf bis zum Schlechtpunkt	K	0.9
Vorlauftemperatur beim Schlechtpunkt	°C	79.1
Anzahl Einzelstränge	–	106

Bild 9.23 Eingabe Allgemein für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.

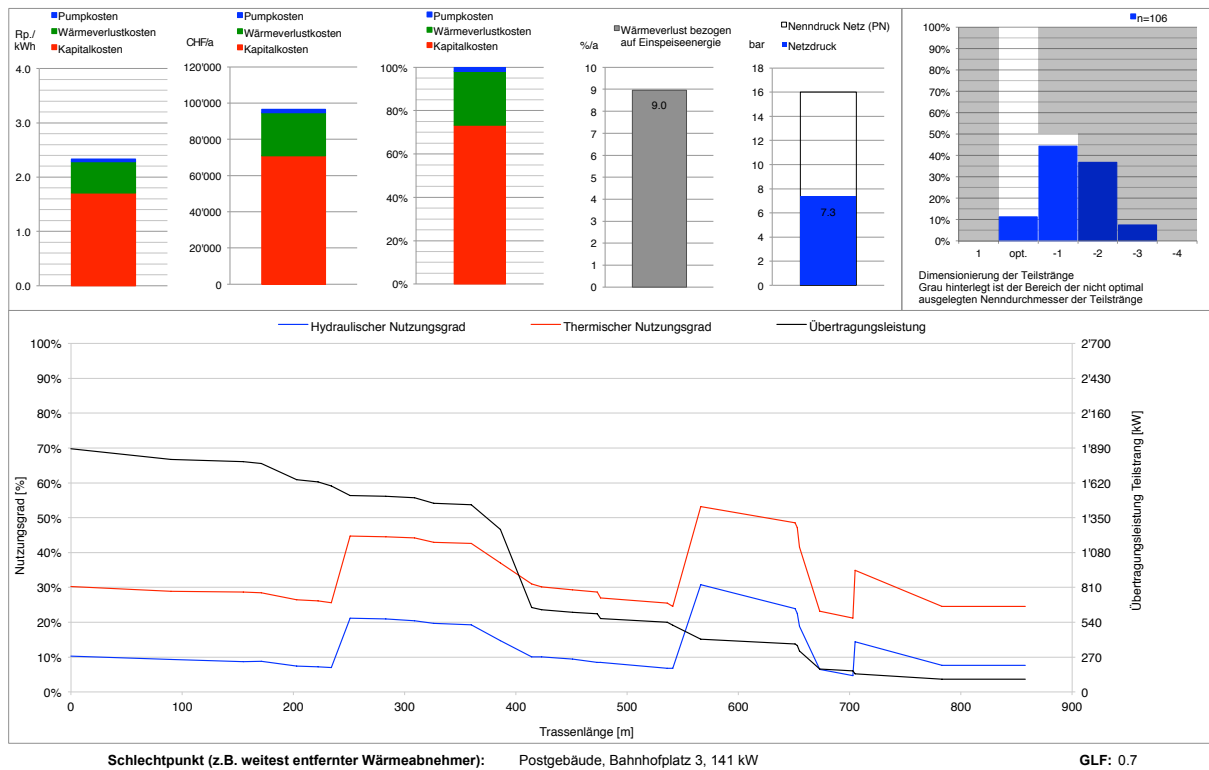


Bild 9.24 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung) für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.

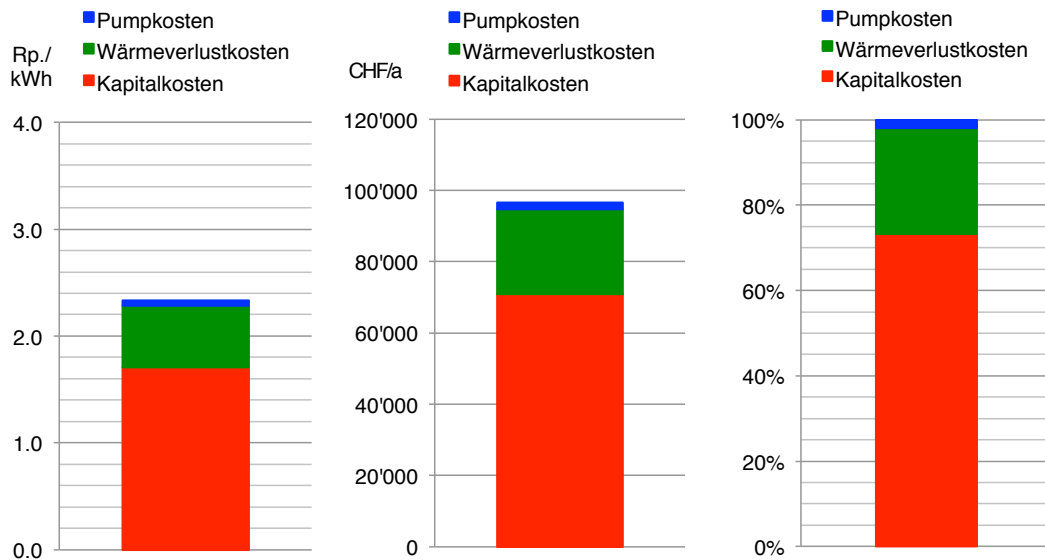


Bild 9.25 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Zusammenstellung der Kosten) für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.

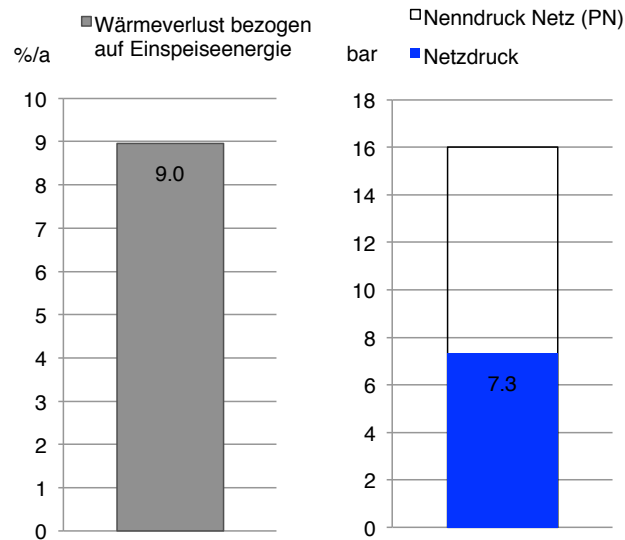
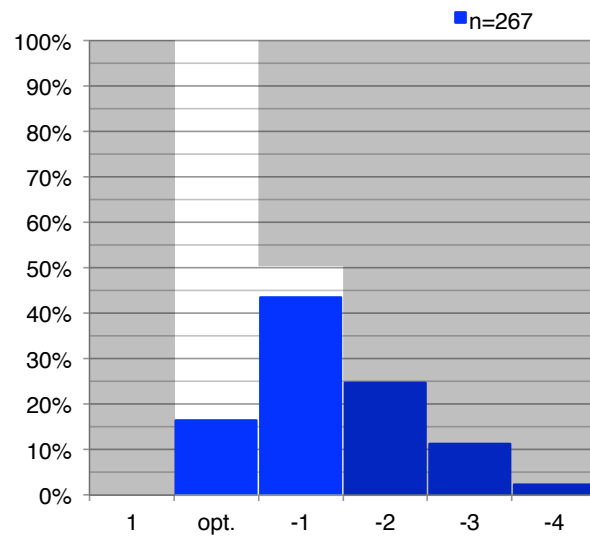


Bild 9.26 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Wärmeverlust und Netzdruck) für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.



Dimensionierung der Teilstränge
 Grau hinterlegt ist der Bereich der nicht optimal
 ausgelegten Nenndurchmesser der Teilstränge

Bild 9.27 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool: Allgemeine Zusammenstellung (Dimensionierung Teilstränge) für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.

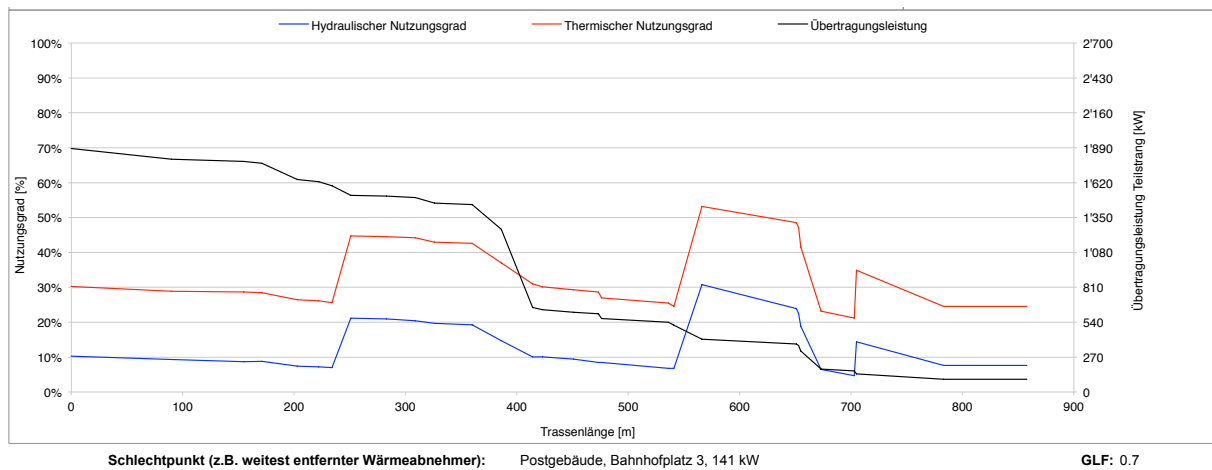
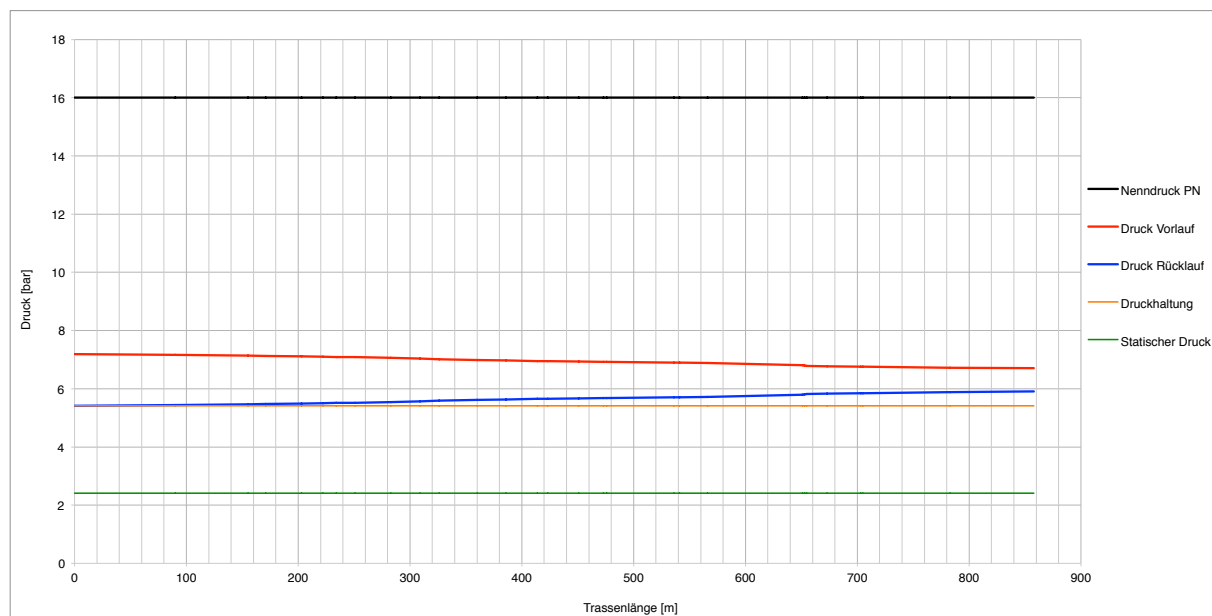


Bild 9.28 Grafische Auswertung Bewertungs-Tool (Allgemeine Zusammenstellung – Netzcharakteristik) für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.



	bar	Pa	mWS
Nenndruck PN	16	1'600'000	165.9
maximaler Netzdruck	7.2	719'443	74.6
Differenzdruck Hauptpumpe	1.8	178'313	18.5
Differenzdruck Druckerhöhung	—	—	—
Druckhaltung	3.0	300'000	31.1
Statischer Druck	2.4	241'130	25.0
Differenzdruck Hausanschluss	0.8	80'000	8.3

Bild 9.29 Druckschaubild für den Schlechtpunkt (Florastrasse 26, 3800 Interlaken, 20 kW) für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.

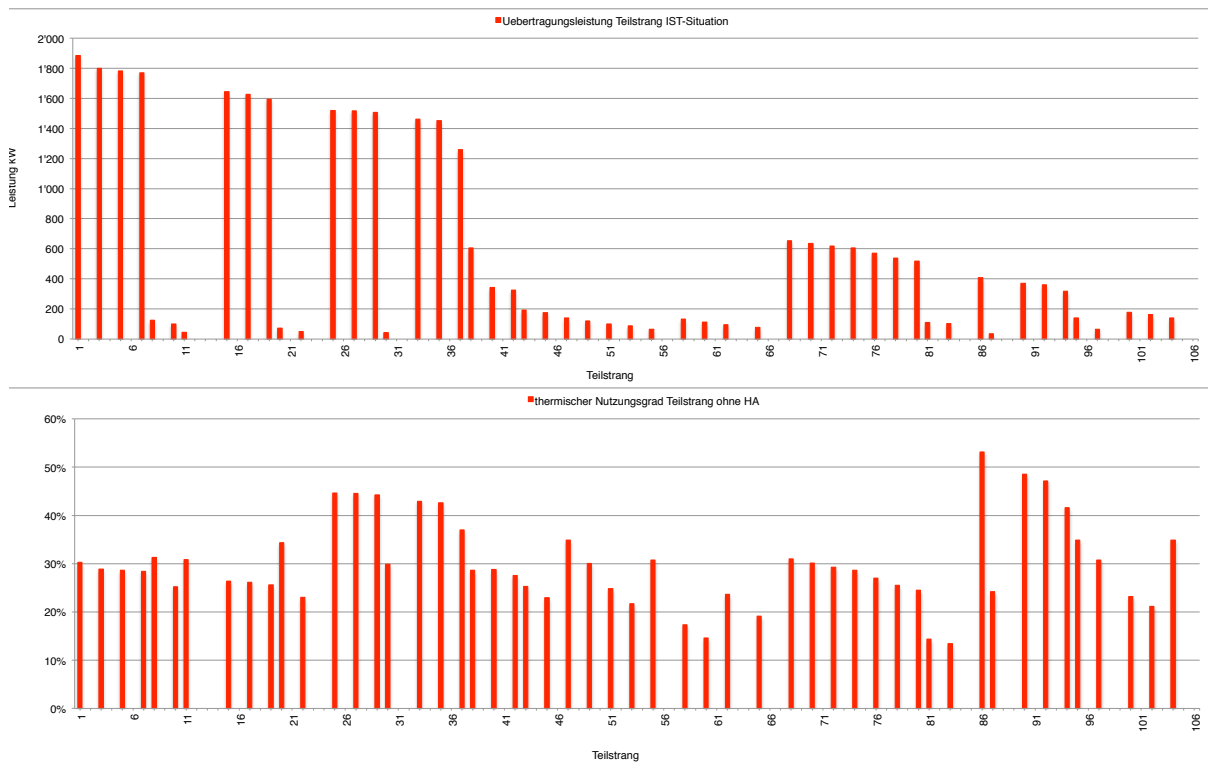


Bild 9.30 Übertragungsleistung und Thermischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.

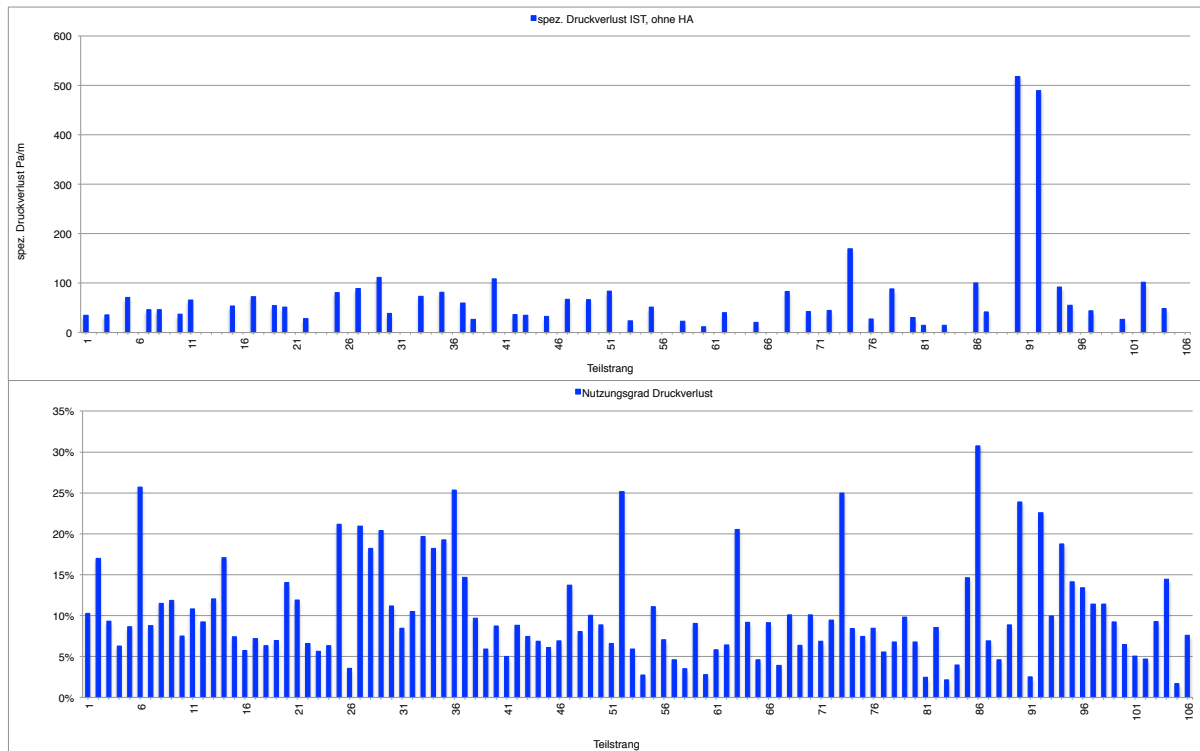


Bild 9.31 Spezifischer Druckverlust und Hydraulischer Nutzungsgrad der einzelnen Teilstränge für WV Untere Kniri AG mit einer Anschlussleistung mit Gleichzeitigkeitsfaktor für den West-Strang von 1.9 MW.

9.8 Resultate SIR3S: AVARI bei 11.8 MW

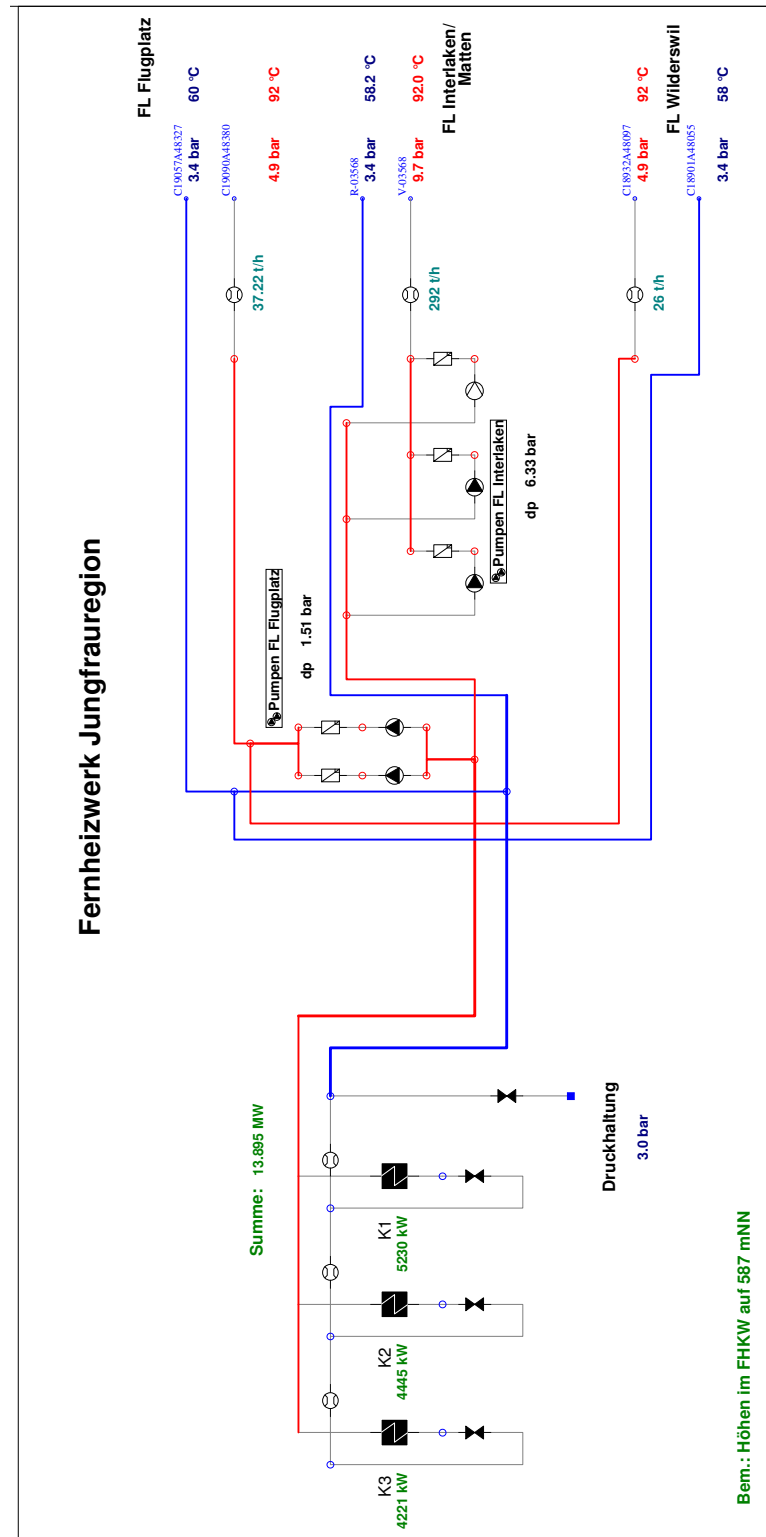


Bild 9.32 Darstellung der Zentrale WV AVARI bei einer Wärmeleistung von 11.8 MW für den Teilstrang Interlaken (Pumpengruppe FL Interlaken / Matten).

Druckerhöhung Turnhalle

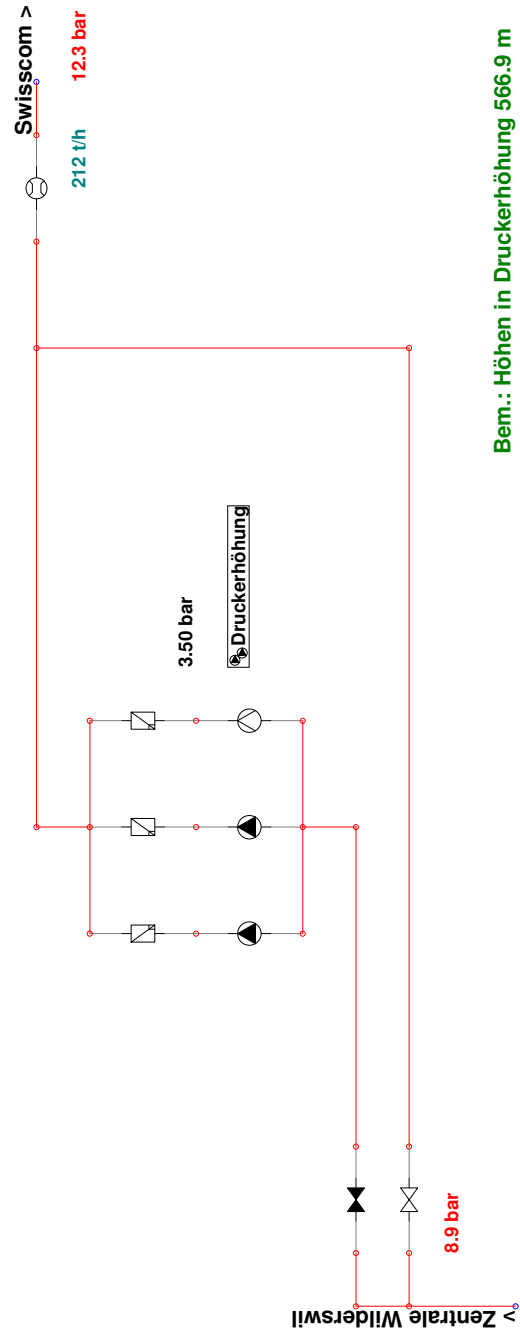


Bild 9.33

Darstellung der Druckerhöhungsstation WV AVARI bei einer Wärmeleistung von 11.8 MW für den Teilstrang Interlaken (Pumpengruppe FL Interlaken / Matten).

9.9 Resultate SIR3S: AVARI bei 12.3 MW

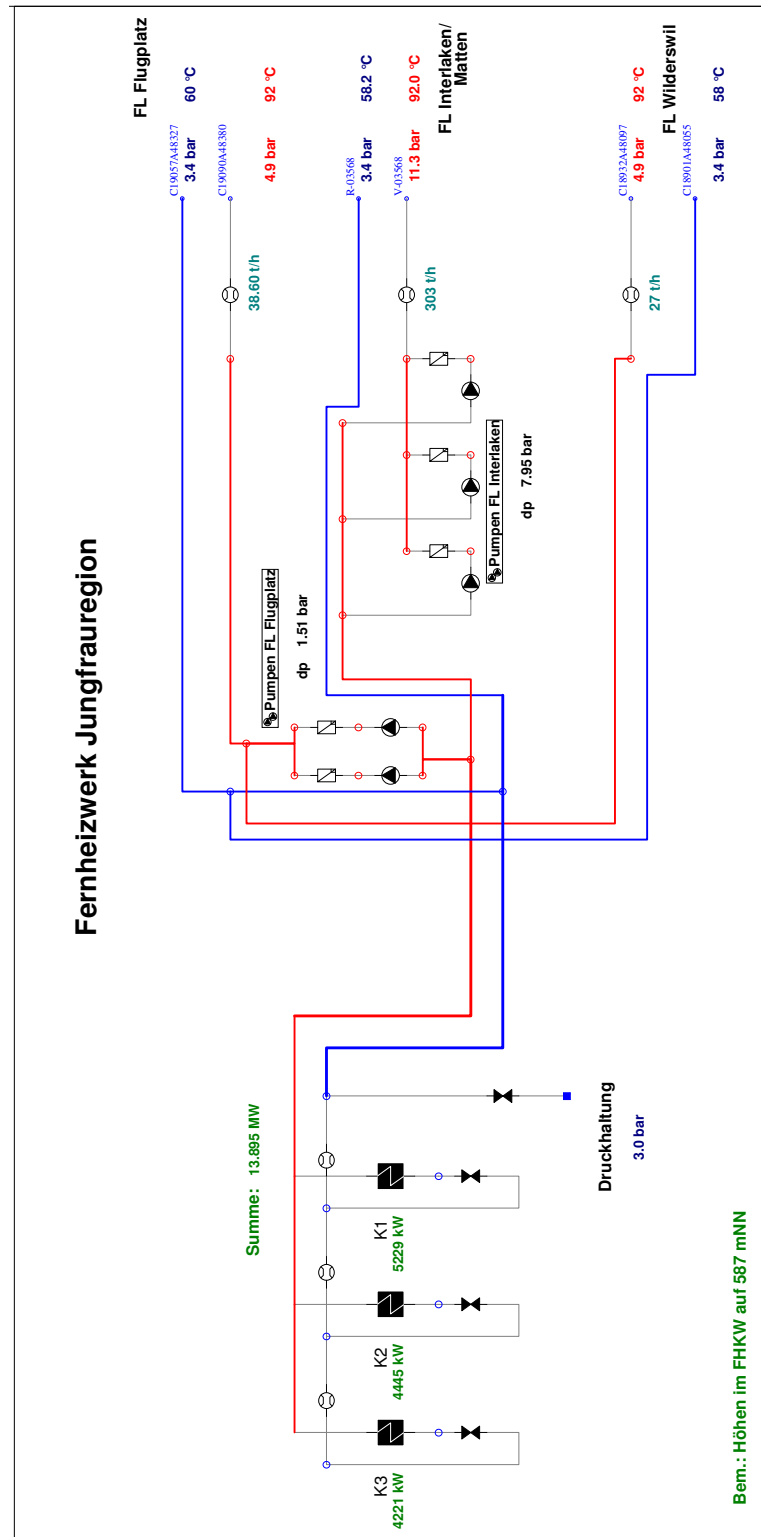


Bild 9.34 Darstellung der Zentrale WV AVARI bei einer Wärmeleistung von 12.3 MW für den Teilstrang Interlaken (Pumpengruppe FL Interlaken / Matten).

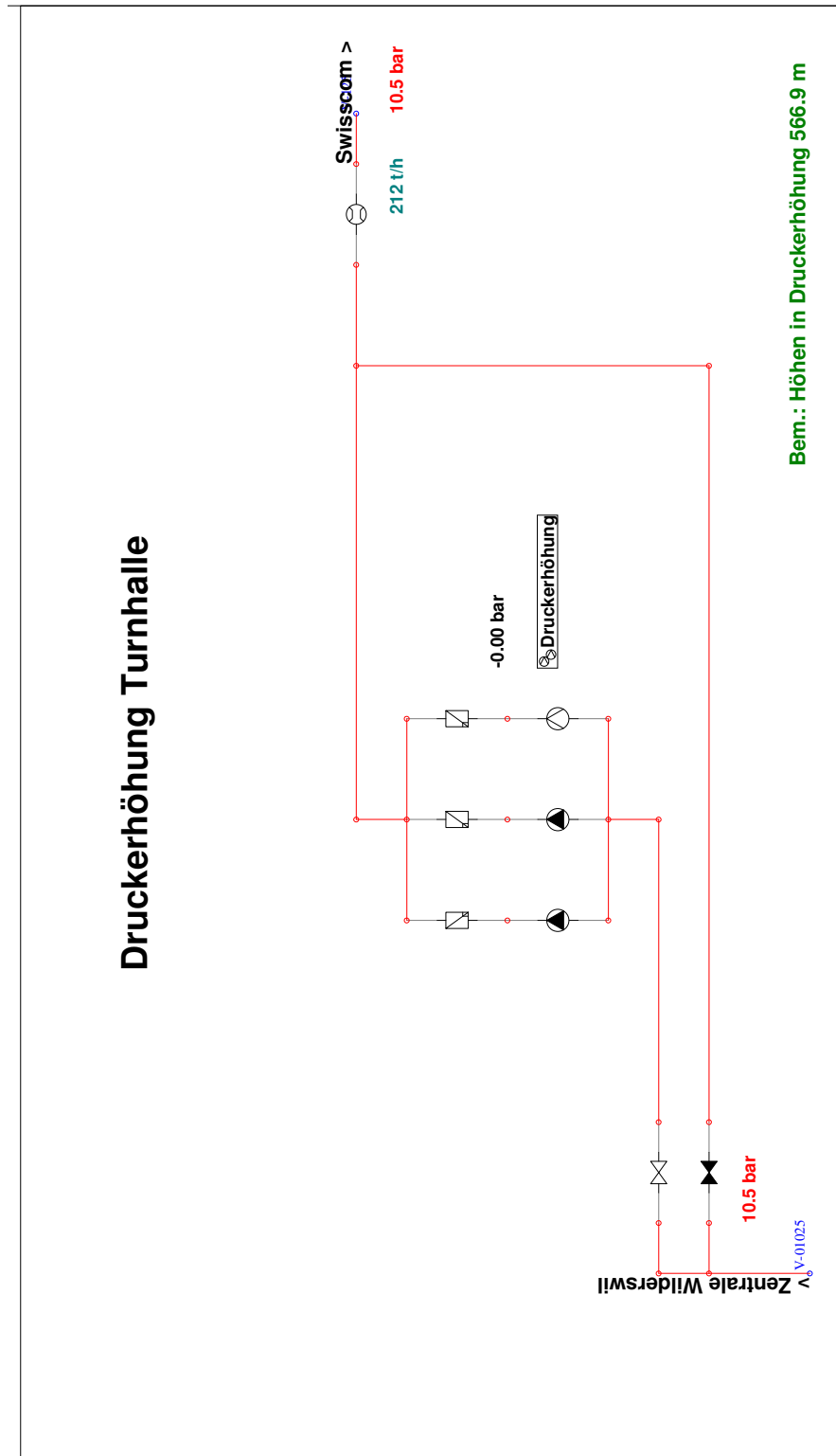


Bild 9.35 Darstellung der Druckerhöhungsstation WV AVARI bei einer Wärmeleistung von 12.3 MW für den Teilstrang Interlaken (Pumpengruppe FL Interlaken / Matten).

9.10 Resultate STANET: Untere Kniri bei 1.9 MW

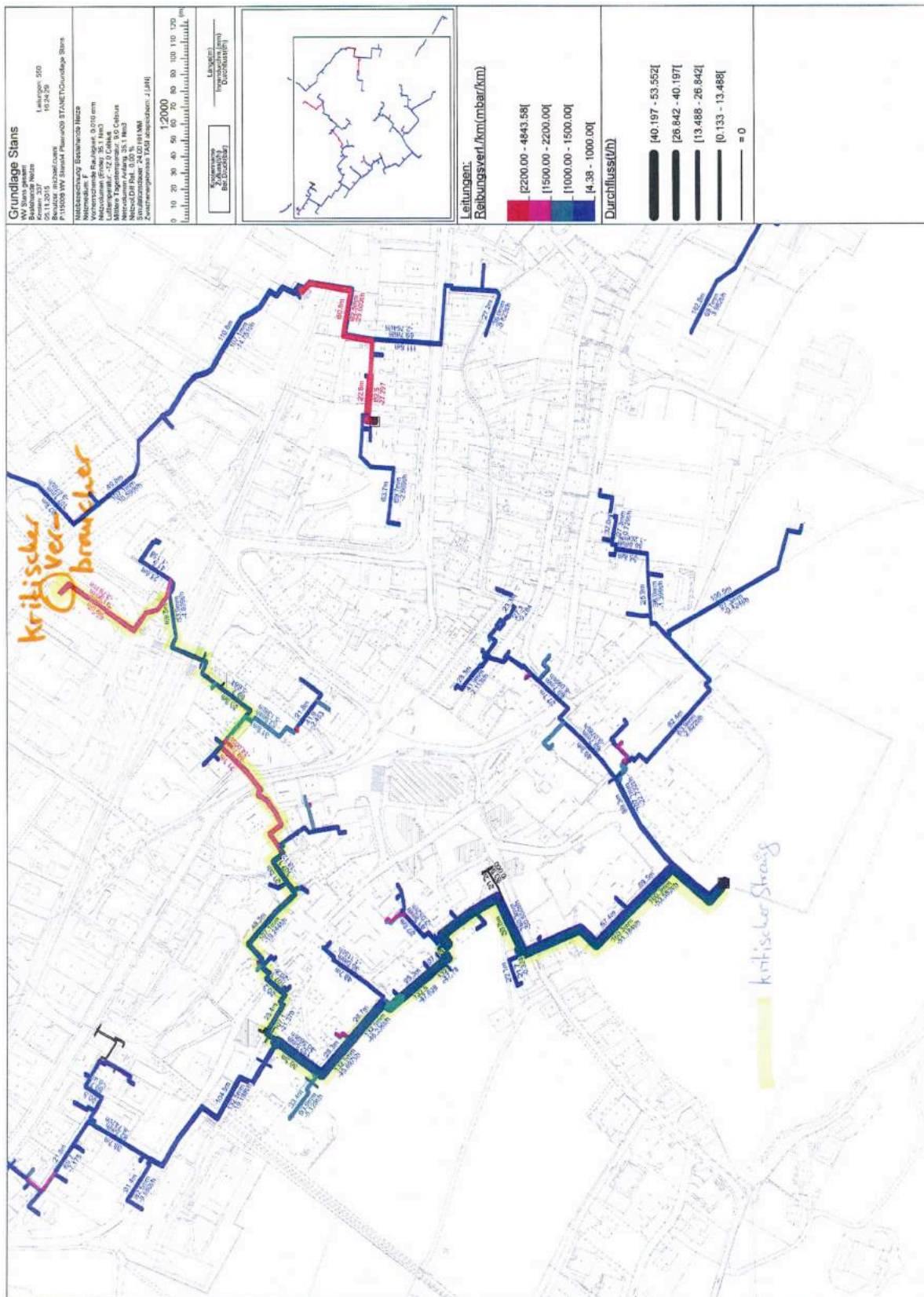
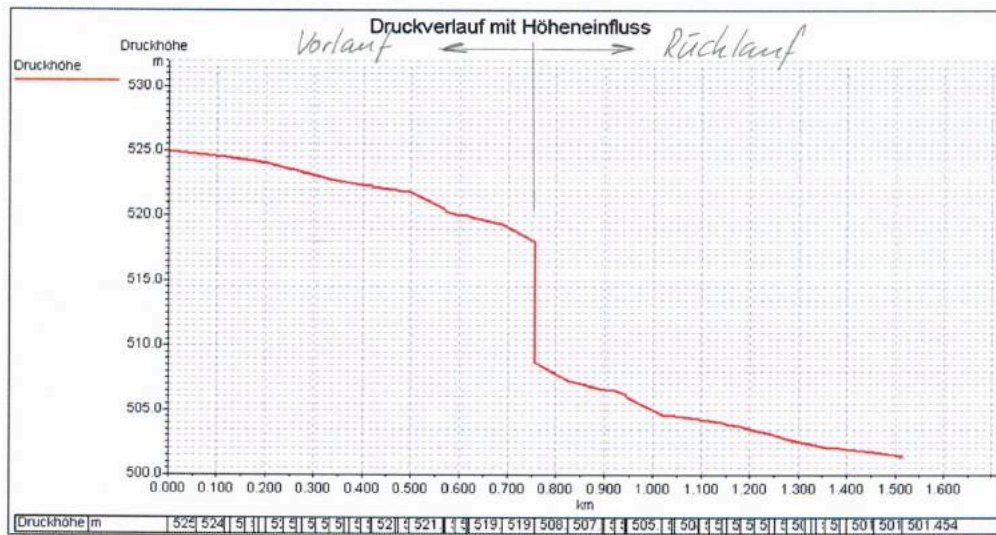


Bild 9.36 Netzplan WV Untere Kniri bei einer Wärmeleistung im West-Strang von 1.9 MW. Die Darstellung kommt aus STANET, in der farblich die spezifischen Druckverluste in mbar/km angezeigt werden. Die Strichdicke stellt den Durchflussbereich in den Leitungen in t/h dar.

1.3. Druck inkl. Höheneinfluss



Freundliche Grüsse
Triplex Energieplaner AG

Michael Cueni
Geschäftsleiter

Leistung (Bedarf) = 1882 kW

Temp. VL = 80°C

Temp. RL = 50°C

$\Delta T = 30 K$

Rohrrauigkeit $k = 0,01 mm$

Volumenstrom Netzpumpe = $54,4 \frac{m^3}{h}$

Differenzdruck Netzpumpe = 2,2 bar

Δp Hausanschluss = 0,8 bar

Dokument: Netzberechnungsprofil_2313

Hauptstrasse 46a, 4450 Sissach, T +41 (0) 61 975 00 50, info@triplex-energieplaner.ch, www.triplex-energieplaner.ch

Bild 9.38

Netzberechnungsprofil inkl. Notizen zu weiteren Parametern vom WV Untere Kniri bei einer Wärmeleistung im West-Strang von 1.9 MW. Das Profil stellt den Druckverlust inkl. dem Höheneinfluss für den Schlechtpunkt dar (Wärmezentrale bis Postgebäude am Bahnhofplatz 3).

9.11 Wirtschaftliche Betrachtung der Optimierungsmassnahmen

Die wirtschaftliche Betrachtung der Optimierungsmassnahmen wird in Excel gemacht. Zahlenwerte in **rot** stellen Eingabewerte und Zahlenwerte in **blau** stellen berechnete Werte dar. Mit **gelb** hinterlegt werden Werte, bei der sich gegenüber der Ist-Situation eine Veränderung ergeben hat. Die folgenden Ausführungen gehen nun detailliert auf die Annahmen und einzelnen Berechnungsschritte ein.

9.11.1 AVARI AG

In der Tabelle 9.10 wird die im Kapitel 5.6.3 beschriebene freie Leistungskapazität im Teilstrang Interlaken von 897 kW exemplarisch mit der in der Stammleitung an Heizzentrale (DN 250) noch möglichen Übertragungsleistung abgeglichen. Die freie Leistungskapazität im Strang von der Heizzentrale bis zum optimierten Wärmeabnehmer ist natürlich frei nutzbar. Bei einem konkreten Anschluss muss natürlich jeder Teilstrang auf die neue Übertragungsleistung geprüft werden. Mit einem DN 250 können bei einer Temperaturspreizung von 30 K und einem maximalen spezifischen Druckverlust von 250 Pa/m etwa 18'000 kW übertragen werden. Mit einer Anschlussleistung von 16'800 kW und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 85 % (Tabelle 9.11) wird in der Stammleitung noch eine mögliche Übertragungsleistung von etwa 3'720 kW angenommen. Dieser Wert ist grösser als die noch freie Leistungskapazität im Teilstrang Interlaken. Somit wird die freie Leistungskapazität im Teilstrang Interlaken von 897 kW für die Berechnung der Situation Neu B verwendet.

Tabelle 9.10 Anwendbare freie Leistungskapazität

Ergebnisse aus der Optimierung			
Erhöhung Temperaturspreizung	K	1.5	DN 250 bei 30 K und 250 Pa/m
Freie Kapazität pro Kelvin Temperaturspreizung (Auslegepunkt); im betrachteten Teilstrang	kW/K	598	
Mögliche Übertragungsleistung Fernwärmerohr Hauptstrang	kW	18'000	
Freie Kapazität (Auslegepunkt)	kW	897	
Freie Kapazität Fernwärmerohr Hauptstrang	kW	3'720	
Anwendbare Freie Kapazität	kW	897	

In der Tabelle 9.11 wird der jährliche Ertrag aus dem Wärmeverkauf ermittelt. Die gesamte abonnierte Anschlussleistung für den Wärmeverbund AVARI AG beträgt etwa 20'000 kW. Die abonnierte Anschlussleistung für den Teilstrang Interlaken beträgt etwa 16'800 kW und wird für die Ermittlung der freien Leistungskapazität, wie im Kapitel 5.6.3 beschrieben, verwendet. Für alle Wärmeabnehmer wird eine globale Vollbetriebsstundenzahl von 2'000 h/a und ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 85% angenommen. Daraus wird der Nutzwärmebedarf der Wärmeabnehmer berechnet. Für die Wärmebezugskosten wird ein Wert von 10.4 Rp./kWh angenommen. Die Kosten beinhalten die einmalige Anschlussgebühr, eine jährliche Grundgebühr und den Wärmepreis. In der Situation Neu B wird angenommen, dass die freie Leistungskapazität durch neue Wärmeabnehmer von 897 kW komplett abgedeckt werden kann. Daraus resultiert ein erhöhter jährlicher Ertrag aus dem Wärmeverkauf.

Tabelle 9.11 Ertrag aus Wärmeverkauf

			IST	Neu	
				A	B
Abonnierte Anschlussleistung	Total	kW	20'000	20'000	20'897
Abonnierte Anschlussleistung	Interlaken	kW	16'800	16'800	17'697
Vollbetriebsstundenzahl	Annahme	h/a	2'000	2'000	2'000
Wärmeabnehmer	Annahme	–	0.85	0.85	0.85
Gleichzeitigkeitsfaktor					
Nutzwärmebedarf Wärmeabnehmer		kWh/a	34'000'000	34'000'000	35'524'651
Spezifische Wärmebezugskosten	Anschlussgebühr, Grund- und Wärmepreis	Rp./kWh	10.4	10.4	10.4
Jährlicher Ertrag Wärmeverkauf	CHF/a		3'536'000	3'536'000	3'694'564

In der Tabelle 9.12 werden die Investitionskosten für die Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung ermittelt. Als Eingabegrösse wird die installierte Nennwärmeleistung der einzelnen Energieträger erfasst (Holz und Fossil). Die Investitionskosten werden mit spezifischen Investitionskosten nach [10] ermittelt. Die spezifischen Investitionskosten nach [10] basieren auf Erfahrungswerten von realisierten Anlagen in der Schweiz und Österreich und beinhalten die Kosten für den Wärmeerzeuger, Partikelabscheider, Heizraum, Kamin, hydraulische Einbindung, MSR-Technik, Brennstofflagerung und Wärmespeicher. Die Ermittlung der Investitionskosten der Wärmeerzeugung erfolgt dann auf der Basis des benötigten Wärmeleistungsbedarfs.

Für die Ermittlung der Investitionskosten der Wärmeverteilung sind die Angaben der gesamten Trassenlänge in Meter notwendig. Weiter werden spezifische Investitionskosten der Fernwärmeleitung von 900 CHF/m (Trassenmeter) angenommen. Die spezifischen Investitionskosten der Fernwärmeleitung decken die gesamten Kosten für Erstellung der Fernleitung dar (Material, Tiefbau, Verlegung und Wiederherstellung der Oberfläche). Die üblicherweise den Investitionskosten in Abzug gebrachten einmaligen Anschlussgebühren sind in den spezifischen Wärmebezugskosten enthalten (Tabelle 9.11).

Tabelle 9.12 Investitionskosten Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung

			IST	Neu	
				A	B
Gesamte Installierte Nennwärmeleistung	Holz	kW	11'400	11'400	11'400
	Fossil	kW	3'000	3'000	3'000
	Total	kW	14'400	14'400	14'400
Spezifische Investitionskosten (nach QM [10])	bezogen auf den Wärmeleistungsbedarf	CHF/kW	440	440	440
Investitionskosten Wärmeerzeugung	Total	CHF	8'800'000	8'800'000	8'800'000
Trassenmeter	Gesamt	m	17'000	17'000	17'000
Spezifische Investitionskosten	Annahme	CHF/m	900	900	900
Investitionskosten Wärmeverteilung	Total WV	CHF	15'300'000	15'300'000	15'300'000
Investitionskosten	Total	CHF	24'100'000	24'100'000	24'100'000

In der Tabelle 9.13 werden die Investitionskosten für die getätigten Optimierungsmassnahmen ermittelt. Die Kosten sind aufgeteilt in Personalkosten, Kosten für Material und zusätzliche Investitionskosten für weitere Hausanschlüsse. Ein Teil der Personalkosten deckt den Aufwand für einen Ingenieur oder einer technisch

versierten Person zur Ermittlung des Mehrverbrauchs (Rangierung der Wärmeabnehmer), Begutachtung und Analyse der schlechtesten Wärmeabnehmer vor Ort, Ausarbeitung von Massnahmen zur Optimierung, Bericht zuhänden Geschäftsleitung des Fernwärmeverbundes. Diese Kosten wurden anhand dieser Arbeit in diesem Bericht abgeschätzt indem Personalkosten von 140 CHF/h und ein Aufwand von 50 h angenommen wurden.

Ein weiterer Teil der Personalkosten deckt den Aufwand von Seiten der Betreibergesellschaft zur Datenaufbereitung und Erfassung zuhänden des Ingenieurs ab. Dieser Aufwand muss nicht zwingend aufgeteilt werden wenn dies in-House erledigt werden kann. Im vorliegenden Fall ist der Aufwand zur Datenaufbereitung relativ gross, da hier kein übergeordnetes Leitsystem vorhanden ist, wo Daten von den Wärmeabnehmer erfasst werden. Die Daten mussten zu Teil aufwändig von Hand vorbereitet werden. Diese Kosten wurden anhand Aussagen vom Betreiber abgeschätzt indem Personalkosten von 90 CHF/h und ein Aufwand von 50 h angenommen wurden.

In der Situation Neu B wird angenommen, dass die freie Leistungskapazität durch neue Wärmeabnehmer von 897 kW komplett abgedeckt werden kann. Weiter wird angenommen, dass die neuen Wärmeabnehmer nur durch neue Hausanschlussleitungen an das bestehende Fernwärmenetz (Stamm- und Zweigleitungen) angeschlossen werden. Das bedeutet, dass der Betreiber nur neue Hausanschlussleitungen bauen muss bzw. wird angenommen, dass das Fernwärmenetz verdichtet wird. Die Länge der Hausanschlussleitung wird abgeschätzt, indem für ein Hausanschluss mit einer Abnahmeleistung von 10 kW, eine Hausanschlussleitung von 10 m (Trassenlänge) benötigt wird. Daraus resultiert eine spezifische Länge der Hausanschlussleitung von 1 m (Trassenlänge) pro kW Anschlussleistung. Weiter werden die gleichen spezifischen Investitionskosten der Fernwärmeleitung wie oben, von 900 CHF/m (Trassenmeter), angenommen

Tabelle 9.13 Investitionskosten Optimierungsmassnahmen

			IST	Neu	
				A	B
Verifizierung Mehrverbrauch – Massnahmen Optimierung	Ingenieurbkosten	CHF/h		140	140
	Anzahl Stunden	h		50	50
	Kosten	CHF	0	7'000	7'000
Zusatzaufwand Betreiber für Datenaufbereitung (ohne Leitsystem)	Personalkosten	CHF/h		90	90
	Anzahl Stunden	h		50	50
	Kosten	CHF	0	4'500	4'500
Abklärungen und Planung Hydraulik (Primärseite), Reinigung Plattenwärmeübertrager		CHF		7'000	7'000
Ersatz der Ventiltriebe, Aufbau und Elektroanschluss		CHF		4'800	4'800
Investitionskosten Optimierungsmassnahmen ohne zus. HA		CHF	0	23'300	23'300
Trassenmeter zusätzlicher Hausanschlussleitungen	1 m/kW	m			897
Spezifische Investitionskosten	Annahme	CHF/m			900
Investitionskosten Trassenmeter zusätzlicher HA		CHF	0	0	762'326
Investitionskosten Optimierungsmassnahmen Total		CHF	0	23'300	830'468

Die Kosten der Optimierungsmassnahmen und Reparaturen beim Wärmeabnehmer A betragen insgesamt 26'800 CHF. Die Kosten werden gemäss Tabelle 9.14 und Tabelle 9.15 jedoch aufgeteilt und entweder vom Betreiber des Wärmenetzes oder vom Wärmekunden übernommen. Für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit werden nur die Kosten berücksichtigt, welche zulasten des Betreibers anfallen.

Tabelle 9.14 Kosten der Optimierungsmassnahme beim Wärmeabnehmer A (AVARI) aus der Sicht des Betreibers.

Beschreibung	Kosten [CHF]
Abklärungen und Planung Hydraulik (Primärseite), Reinigung Plattenwärmeübertrager	7'000
Ersatz der Ventilantriebe, Aufbau und Elektroanschluss	4'800
Total	11'800

Tabelle 9.15 Kosten der Optimierungsmassnahme beim Wärmeabnehmer A (AVARI) aus der Sicht des Wärmekunden.

Beschreibung	Kosten [CHF]
Einbau der Drosselblenden, Motor-Durchgangsventil inkl. Einbau im Warmwasser-Ladekreis, Ersatz eines Plattenwärmeübertragers	15'000

In der Tabelle 9.16 werden die jährlichen Kapitalkosten mit der Annuitätenmethode bestimmt. Die Kapitalkosten der Wärmeerzeugung werden unter der Annahme von einem Kapitalzins von 3 %/a und bei einer Kalkulationsdauer von 25 Jahren ermittelt. Die Kapitalkosten der Wärmeverteilung werden unter der Annahme von einem Kapitalzins von 3 %/a und bei einer Kalkulationsdauer von 40 Jahren ermittelt. Die Kapitalkosten der Optimierungsmassnahmen werden unter der Annahme von einem Kapitalzins von 3 %/a und bei einer Kalkulationsdauer von 20 Jahren ermittelt. Wobei die Investitionskosten für die neuen Hausanschlussleistungen infolge der Optimierung den Kapitalkosten der Wärmeverteilung zugerechnet werden.

Tabelle 9.16 Jährliche Kapitalkosten

		IST	Neu	
			A	B
Kalkulatorische Betrachtungsdauer WE	a	25	25	25
Kalkulatorischer Zinssatz	%/a	3.0%	3.0%	3.0%
Annuitätsfaktor	1/a	0.057	0.057	0.057
Jährliche Kapitalkosten Wärmeerzeugung	CHF/a	505'365	505'365	505'365
Kalkulatorische Betrachtungsdauer WV	a	40	40	40
Kalkulatorischer Zinssatz	%/a	3.0%	3.0%	3.0%
Annuitätsfaktor	1/a	0.043	0.043	0.043
Jährliche Kapitalkosten Wärmeverteilung (inkl. zus. HA)	CHF/a	661'914	661'914	696'834
Kalkulatorische Betrachtungsdauer Opt.	a	20	20	20
Kalkulatorischer Zinssatz	%/a	3.0%	3.0%	3.0%
Annuitätsfaktor	1/a	0.067	0.067	0.067
Jährliche Kapitalkosten Optimierung (ohne zus. HA)	CHF/a	0	1'566	1'566
Jährliche Kapitalkosten	CHF/a	1'167'280	1'168'846	1'203'766

In der Tabelle 9.17 werden die jährlichen Brennstoffkosten ermittelt. Mit einem angenommenen Wärmeverlust der Wärmeverteilung von 10 % bezogen auf den Nutzwärmebedarf der Wärmeabnehmer wird die zu produzierende Wärme bestimmt. Als Eingabegrösse ist der Jahresnutzungsgrad der Gesamtanlage anzugeben. Dank Economiser kann ein Jahresnutzungsgrad von 90 % angenommen werden. Daraus wird der jährliche Energiebedarf in Form von Brennstoff ausgewiesen, welcher der Wärmeerzeugungsanlage zugeführt werden muss.

Zur Bestimmung des Brennstoffbedarfs wird einfachheitshalber angenommen, dass die Anlage monovalent mit Holzhackschnitzel als Energieträger betrieben wird. Es wird der untere Heizwert vom Holzbrennstoff unter Berücksichtigung des Wassergehaltes bestimmt. Das Brennstoffsoriment besteht hauptsächlich aus frischen Waldhackschnitzel und geschredetem Altholz. Es wird daher ein mittlerer Wassergehalt von 35 % angenommen.

Ein weiterer Eingabewert ist der Brennstoffpreis. Es wird eine Wert von 80 CHF/t angenommen. Daraus werden schliesslich die jährlichen Brennstoffkosten berechnet.

Tabelle 9.17 Jährliche Brennstoffkosten

			IST	Neu	
				A	B
Brennstoffkosten					
Nutzwärmebedarf Wärmeabnehmer		kWh/a	34'000'000	34'000'000	35'524'651
Wärmeverteilverluste Netz		%	10.0%	10.0%	10.0%
Wärmeproduktion		kWh/a	37'400'000	37'400'000	39'077'116
Vollbetriebsstundenzahl		h/a	2'597	2'597	2'714
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeugung	mit Economiser	%	90%	90%	90%
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeugung Total		%	90%	90%	90%
Endenergiebedarf (Heizwert Brennstoffzufuhr)		kWh/a	41'555'556	41'555'556	43'419'018
Heizwert Trockener Brennstoff (Trockensubstanz)	Hi,atro	MJ/kg	18.0	18.0	18.0
Wassergehalt	w	% (kg/kg)	35%	35%	35%
Verdampfungsenthalpie Wasser	dhv	MJ/kg	2.442	2.442	2.442
Heizwert Feuchter Brennstoff	Hu(w)	MJ/kg	10.85	10.85	10.85
		kWh/kg	3.00	3.00	3.00
Brennstoffbedarf		t/a	13'833	13'833	14'453
Brennstoffpreis		CHF/t	80	80	80
Brennstoffpreis		Rp./kWh_End	2.66	2.66	2.66
Brennstoffkosten		Rp./kWh_Nutz	2.96	2.96	2.96
Jährliche Brennstoffkosten		CHF/a	1'106'618	1'106'618	1'156'242

In der Tabelle 9.18 werden die jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff und die jährlichen Betriebskosten Gesamt berechnet. Die jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff setzen sich aus den Kosten für Wartung, Unterhalt, Verwaltung, Versicherung und Personal zusammen. Hinzu kommen die Stromkosten für die Wärmeerzeugung und die Wärmeverteilung.

Die jährlichen Betriebskosten für Wartung, Unterhalt, Verwaltung und Versicherung werden mit 3.5 % bezogen auf die gesamten Investitionskosten berücksichtigt.

Die Stromkosten für die Wärmeerzeugung werden mit 2 % bezogen auf die erzeugte Wärme mit einem Strompreis von 20 Rp./kWh berücksichtigt.

Bei der Bestimmung der Stromkosten für die Wärmeverteilung muss die Temperaturspreizung im Fernwärmenetz berücksichtigt werden. Mit der Temperaturspreizung im Fernwärmenetz kann für den Auslegepunkt (abonnierte Anschlussleistung mal Gleichzeitigkeitsfaktor) der benötigte Volumenstrom im Auslegepunkt bestimmt werden, indem die Gleichung 5.1 in Kapitel 5.2.1 nach dem Volumenstrom aufgelöst wird. Über

den Pumpenwirkungsgrad und einen zu bestimmenden Druckabfall für den Schlechtpunkt (inkl. Übergabestation) wird die benötigte elektrische Pumpenleistung im Auslegepunkt bestimmt. Der Pumpenwirkungsgrad wird mit 72 % angenommen und setzt sich aus einem mittleren elektrischen Wirkungsgrad für den Elektromotor von 90 % und einem mittleren hydraulischen Wirkungsgrad für die Pumpe von 80 % zusammen. Der Druckabfall für den Schlechtpunkt wird mit dem Bewertungs-Tool bestimmt, indem die Temperaturspreizung und die Wärmeleistung jeweils angepasst wurden. Für die Ist-Situation beträgt der Druckabfall 985'994 Pa. Für die Situation Neu A beträgt der Druckabfall 914'772 Pa und für die Situation Neu B beträgt der Druckabfall 1'089'318 Pa. Die jährliche Pumpenenergie wird einfachheitshalber über die Vollbetriebsstunden der Wärmeabnehmer bestimmt. Die Stromkosten für die Wärmeverteilung werden dann mit einem Strompreis von 20 Rp./kWh berechnet.

Die Personalkosten werden mit 1.5 % bezogen auf die Investitionskosten der Wärmeerzeugung berücksichtigt.

Die jährlichen Betriebskosten Gesamt ist die Addition von den jährlichen Brennstoffkosten und den jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff.

Tabelle 9.18 Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff und jährliche Betriebskosten Gesamt

			IST	Neu	
				A	B
Betriebskosten ohne Brennstoff	Bezugsgrösse				
Wartungs-, Unterhalts-, Verwaltungs- und Versicherungskosten	Investitionskosten	%	3.5%	3.5%	3.5%
	Gesamt	CHF/a	843'500	843'500	843'500
Strompreis		Rp./kWh	20	20	20
Hilfsenergie (Strom) Wärmeerzeugung	erzeugte Wärme	%	2.0%	2.0%	2.0%
Stromkosten für Wärmeerzeugung		CHF/a	149'600	149'600	156'308
mittlere Temperaturspreizung Netz		K	24.6	26.1	26.1
Volumenstrom Netz im Auslegepunkt		m3/h	606	571	597
Pumpenwirkungsgrad	hydraulisch und elektrisch	%	72%	72%	72%
Druckabfall ungünstigster Wärmeabnehmer inkl. Übergabestation	Schlechtpunkt	Pa	985'994	914'772	1'089'318
Pumpleistung im Auslegepunkt		kW	230.6	201.6	250.9
Jährliche Pumpenenergie		kWh/a	461'188	403'284	501'769
Stromkosten für Wärmeverteilung		CHF/a	92'238	80'657	100'354
Personalkosten	Investitionskosten WE	%	1.5%	1.5%	1.5%
		CHF/a	132'000	132'000	132'000
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff		CHF/a	1'217'338	1'205'757	1'232'162
Betriebskosten Gesamt		CHF/a	2'323'956	2'312'375	2'388'404

In der Tabelle 9.19 werden die Jahreskosten und die Wärmegestehungskosten ermittelt. Die Jahreskosten setzen sich aus den jährlichen Kapitalkosten und den jährlichen Betriebskosten zusammen. Die jährlichen Betriebskosten setzen sich aus den jährlichen Brennstoffkosten und den jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff zusammen.

Die Wärmegestehungskosten sind das Verhältnis von den Jahreskosten zu der jährlich produzierten Wärme.

Tabelle 9.19 Jahreskosten und Wärmegestehungskosten

		IST	Neu	
			A	B
Jahreskosten (Kapitalkosten + Betriebskosten)	CHF/a	3'491'235	3'481'221	3'592'170
Spezifische Wärmegestehungskosten	Rp./kWh	9.335	9.308	9.193

In der Tabelle 9.20 wird das Geschäftsresultat ermittelt. Das Geschäftsresultat ist die Differenz zwischen den Jahreskosten und dem jährlichen Ertrag aus den Wärmeverkäufen. Ist das Ergebnis positiv wurde Gewinn erwirtschaftet, ist das Ergebnis negativ wurde Verlust gemacht. Die Kapitalrendite ergibt sich aus dem Verhältnis vom Geschäftsresultat zu den gesamten Investitionskosten. Die Rückzahldauer – auch Return of Investment kurz ROI genannt – wird bestimmt, indem die Veränderung des Geschäftsresultates, denn im optimierten Zustand ist ein besseres Geschäftsresultat als in der Ist-Situation zu erwarten, ins Verhältnis mit den getätigten Investitionskosten der Optimierungsmassnahme gesetzt wird.

Tabelle 9.20 Geschäftsresultat

		IST	Neu	
			A	B
Geschäftsresultat	CHF/a	44'765	54'779	102'394
Kapitalrendite	%/a	0.186%	0.227%	0.411%
Veränderung gegenüber Ist-Situation (Neu-Ist)	CHF/a		10'015	57'629
Rückzahldauer ROI	a		2.33	14.41

9.11.2 Heizverbund Untere Kniri AG

In der Tabelle 9.21 wird die im Kapitel 5.8.3 beschriebene freie Leistungskapazität im West-Strang von 100 kW exemplarisch mit der in der Stammleitung (DN 150 ab Heizzentrale) noch möglichen Übertragungsleistung abgeglichen. Die freie Leistungskapazität im Strang von der Heizzentrale bis zum optimierten Wärmeabnehmer ist natürlich frei nutzbar. Bei einem konkreten Anschluss muss jedoch jeder Teilstrang auf die neue Übertragungsleistung geprüft werden. Mit einem DN 150 können bei einer Temperaturspreizung von 30 K und einem maximalen spezifischen Druckverlust von 250 Pa/m etwa 5'000 kW übertragen werden. Mit einer Anschlussleistung von 2'692 kW und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 85 % (Tabelle 9.22) im West-Strang wird in der Stammleitung noch eine mögliche Übertragungsleistung von 2'712 kW angenommen. Dieser Wert ist grösser als die noch freie Leistungskapazität im West-Strang. Somit kann die freie Leistungskapazität im West-Strang von 100 kW für die Berechnung der Situation Neu B verwendet.

Tabelle 9.21 Anwendbare freie Leistungskapazität

Ergebnisse aus der Optimierung			
Erhöhung Temperaturspreizung	K	1.2	DN 150 bei 30 K und 250 Pa/m
Freie Kapazität pro Kelvin Temperaturspreizung (Auslegepunkt); im betrachteten Teilstrang	kW/K	83.3	
Mögliche Übertragungsleistung Fernwärmerohr Hauptstrang	kW	5'000	
Freie Kapazität (Auslegepunkt)	kW	99.9	
Freie Kapazität Fernwärmerohr Hauptstrang	kW	2'712	
Anwendbare Freie Kapazität	kW	99.9	

In der Tabelle 9.22 wird der jährliche Ertrag aus dem Wärmeverkauf ermittelt. Die gesamte abonnierte Anschlussleistung für den Heizverbund Untere Kniri AG beträgt etwa 3'700 kW. Die abonnierte Anschlussleistung für den West-Strang beträgt etwa 2'700 kW und wird für die Ermittlung der freien Leistungskapazität, wie im Kapitel 5.8.3 beschrieben, verwendet. Für alle Wärmeabnehmer wird eine globale Vollbetriebsstundenzahl von 2'200 h/a und ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 85% angenommen. Daraus wird der Nutzwärmebedarf der Wärmeabnehmer berechnet. Für die Wärmebezugskosten wird gemäss [3] ein Wert von 16.3 Rp./kWh angenommen. Dieser Wert basiert auf einer Erhebung von knapp 40 Wärmeverbünden für einen Hausanschluss von 50 kW Anschlussleistung. Die Berechnung erfolgte mit der Annuitätenmethode unter der Annahme von einem Kapitalzins von 3 %/a, bei einer Kalkulationsdauer von 30 Jahren und für eine Vollbetriebsstundenzahl von 2'000 h/a. Die Kosten beinhalten die einmalige Anschlussgebühr, eine jährliche Grundgebühr und den Wärmepreis. In der Situation Neu B wird angenommen, dass die freie Leistungskapazität durch neue Wärmeabnehmer von 100 kW komplett abgedeckt werden kann. Daraus resultiert ein erhöhter jährlicher Ertrag aus dem Wärmeverkauf. Die üblicherweise den Investitionskosten in Abzug gebrachten einmaligen Anschlussgebühren sind hier in den spezifischen Wärmebezugskosten bereits enthalten.

Tabelle 9.22 Ertrag aus Wärmeverkauf

			IST	Neu	
				A	B
Jährlicher Ertrag Wärmeverkauf					
Abbonierte Anschlussleistung	Total	kW	3'708	3'708	3'808
Abbonierte Anschlussleistung	West-Strang	kW	2'692	2'692	2'792
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeabnehmer	Annahme	h/a	2'200	2'200	2'200
Gleichzeitigkeitsfaktor	Annahme	–	0.85	0.85	0.85
Nutzwärmebedarf Wärmeabnehmer		kWh/a	6'933'960	6'933'960	7'120'842
Spezifische Wärmebezugskosten	nach [3]	Rp./kWh	16.3	16.3	16.3
Jährlicher Ertrag Wärmeverkauf		CHF/a	1'130'235	1'130'235	1'160'697

In der Tabelle 9.23 werden die Investitionskosten für die Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung ermittelt. Als Eingabegrösse wird die installierte Nennwärmeleistung der einzelnen Energieträger erfasst (Holz, Fossil und Abgaskondensation). Die Investitionskosten werden mit spezifischen Investitionskosten nach [10] ermittelt. Die spezifischen Investitionskosten nach [10] basieren auf Erfahrungswerten von realisierten Anlagen in der Schweiz und Österreich und beinhalten die Kosten für den Wärmeerzeuger, Partikelabscheider, Heizraum, Kamin, hydraulische Einbindung, MSR-Technik, Brennstofflagerung und Wärmespeicher. Die Ermittlung der Investitionskosten der Wärmeerzeugung erfolgt dann auf der Basis des benötigten Wärmeleistungsbedarfs. In den oben erwähnten spezifischen Investitionskosten sind die Kosten für eine Abgaskondensationsanlage nicht enthalten und werden zusätzlich separat aufgeführt.

Für die Ermittlung der Investitionskosten der Wärmeverteilung sind die Angaben der gesamten Trassenlänge in Meter notwendig. Weiter werden spezifische Investitionskosten der Fernwärmeleitung von 1'000 CHF/m (Trassenmeter) angenommen. Die spezifischen Investitionskosten der Fernwärmeleitung decken die gesamten Kosten für Erstellung der Fernleitung dar (Material, Tiefbau, Verlegung und Wiederherstellung der Oberfläche).

Tabelle 9.23 Investitionskosten Wärmeerzeugung und Wärmeverteilung

			IST	Neu	
				A	B
Gesamte Installierte Nennwärmeleistung	Holz	kW	2'150	2'150	2'150
	Fossil	kW	1'750	1'750	1'750
	Abgaskondensation	kW	200	200	200
	Total	kW	4'100	4'100	4'100
Spezifische Investitionskosten (nach QM [10])	bezogen auf den Wärmeleistungsbedarf	CHF/kW	800	800	800
Investitionskosten WE ohne Abgaskondensation		CHF	2'966'400	2'966'400	2'966'400
Investitionskosten Abgaskondensationsanlage		CHF	500'000	500'000	500'000
Investitionskosten Wärmeerzeugung	Total	CHF	3'466'400	3'466'400	3'466'400
Trassenmeter	Gesamt	m	3'170	3'170	3'170
Spezifische Investitionskosten	Annahme	CHF/m	1'000	1'000	1'000
Investitionskosten Wärmeverteilung	Total WV	CHF	3'170'000	3'170'000	3'170'000
Investitionskosten	Total	CHF	6'136'400	6'136'400	6'136'400

In der Tabelle 9.24 werden die Investitionskosten für die getätigten Optimierungsmassnahmen ermittelt. Die Kosten sind aufgeteilt in Personalkosten, Kosten für Material und zusätzliche Investitionskosten für weitere Hausanschlüsse. Ein Teil der Personalkosten deckt den Aufwand für einen Ingenieur oder einer technisch versierten Person zur Ermittlung des Mehrverbrauchs (Rangierung der Wärmeabnehmer), Begutachtung und Analyse der schlechtesten Wärmeabnehmer vor Ort, Ausarbeitung von Massnahmen zur Optimierung, Bericht zuhänden Geschäftsleitung des Fernwärmeverbundes. Diese Kosten wurden anhand dieser Arbeit in diesem Bericht abgeschätzt indem Personalkosten von 140 CHF/h und ein Aufwand von 50 h angenommen wurden.

Ein weiterer Teil der Personalkosten deckt den Aufwand von Seiten der Betreibergesellschaft zur Datenaufbereitung und Erfassung zuhänden des Ingenieurs ab. Dieser Aufwand muss nicht zwingend aufgeteilt werden wenn dies in-House erledigt werden kann. Im vorliegenden Fall ist der Aufwand zur Datenaufbereitung relativ gering, da ein übergeordnetes Leitsystem vorhanden ist und auf Daten von den Wärmeabnehmer auch rückwirkend zugegriffene werden kann. Diese Kosten wurden anhand Aussagen vom Betreiber abgeschätzt indem Personalkosten von 90 CHF/h und ein Aufwand von 5 h angenommen wurden.

In der Situation Neu B wird angenommen, dass die freie Leistungskapazität durch neue Wärmeabnehmer von 100 kW komplett abgedeckt werden kann. Weiter wird angenommen, dass die neuen Wärmeabnehmer nur durch neue Hausanschlussleitungen an das bestehende Fernwärmenetz (Stamm- oder Zweigleitungen) angeschlossen werden. Das bedeutet, dass der Betreiber nur neue Hausanschlussleitungen bauen muss bzw. wird angenommen, dass das Fernwärmenetz verdichtet wird. Die Länge der Hausanschlussleitung wird abgeschätzt, indem für ein Hausanschluss mit einer Abnahmeleistung von 10 kW eine Hausanschlussleitung von 10 m (Trassenlänge) benötigt wird. Daraus resultiert eine spezifische Länge der Hausanschlussleitung von 1 m (Trassenlänge) pro kW Anschlussleistung. Weiter werden die gleichen spezifischen Investitionskosten der Fernwärmeleitung wie oben, von 1'000 CHF/m (Trassenmeter), angenommen

Tabelle 9.24 Investitionskosten Optimierungsmassnahmen

			IST	Neu	
				A	B
Verifizierung Mehrverbrauch – -Massnahmen Optimierung	Ingenieurkosten	CHF/h		140	140
	Anzahl Stunden	h		45	45
	Kosten	CHF	0	6'300	6'300
Zusatzaufwand Betreiber für Datenaufbereitung (mit Leitsystem)	Personalkosten	CHF/h		90	90
	Anzahl Stunden	h		5	5
	Kosten	CHF	0	450	450
Stellmotor der Rücklauftemperatur ersetzt (Arbeit und Material)		CHF		440	440
Investitionskosten Optimierungsmassnahmen ohne zus. HA		CHF	0	7'190	7'190
Trassenmeter zusätzlicher Hausanschlussleitungen	1 m/kW	m			100
Spezifische Investitionskosten	Annahme	CHF/m			1'000
Investitionskosten Trassenmeter zusätzlicher HA		CHF	0	0	99'937
Investitionskosten Optimierungsmassnahmen Total		CHF	0	7'190	107'127

Die Kosten der Reparatur im Rosenweg 9 beliefen sich auf insgesamt CHF 440.00.- (Tabelle 9.25) und wurden vom Betreiber des Wärmenetzes übernommen.

Tabelle 9.25 Kosten der Optimierungsmassnahme im Rosenweg 9 (West-Strang) zulasten des Betreibers

Beschreibung	Kosten [CHF]		
	Material	Arbeit	Total
Stellmotor der Rücklaufftemperaturbegrenzung ersetzt	80.00	360.00	440.00

In der Tabelle 9.26 werden die jährlichen Kapitalkosten mit der Annuitätenmethode bestimmt. Die Kapitalkosten der Wärmeerzeugung werden unter der Annahme von einem Kapitalzins von 3 %/a und bei einer Kalkulationsdauer von 25 Jahren ermittelt. Die Kapitalkosten der Wärmeverteilung werden unter der Annahme von einem Kapitalzins von 3 %/a und bei einer Kalkulationsdauer von 40 Jahren ermittelt. Die Kapitalkosten der Optimierungsmassnahmen werden unter der Annahme von einem Kapitalzins von 3 %/a und bei einer Kalkulationsdauer von 20 Jahren ermittelt. Wobei die Investitionskosten für die neuen Hausanschlussleistungen infolge der Optimierung den Kapitalkosten der Wärmeverteilung zugerechnet werden.

Tabelle 9.26 Jährliche Kapitalkosten

		IST	Neu	
			A	B
Kalkulatorische Betrachtungsdauer WE	a	25	25	25
Kalkulatorischer Zinssatz	%/a	3.0%	3.0%	3.0%
Annuitätsfaktor	1/a	0.057	0.057	0.057
Jährliche Kapitalkosten Wärmeerzeugung	CHF/a	199'068	199'068	199'068
Kalkulatorische Betrachtungsdauer WV	a	40	40	40
Kalkulatorischer Zinssatz	%/a	3.0%	3.0%	3.0%
Annuitätsfaktor	1/a	0.043	0.043	0.043
Jährliche Kapitalkosten Wärmeverteilung (inkl. zus. HA)	CHF/a	137'142	137'142	141'465
Kalkulatorische Betrachtungsdauer Opt.	a	20	20	20
Kalkulatorischer Zinssatz	%/a	3.0%	3.0%	3.0%
Annuitätsfaktor	1/a	0.067	0.067	0.067
Jährliche Kosten Optimierung (ohne zus. HA)	CHF/a	0	483	483
Jährliche Kapitalkosten	CHF/a	336'210	336'693	341'017

In der Tabelle 9.27 werden die jährlichen Brennstoffkosten ermittelt. Mit einem angenommenen Wärmeverlust der Wärmeverteilung von 9 % bezogen auf den Nutzwärmebedarf der Wärmeabnehmer wird die zu produzierende Wärme bestimmt. Als Eingabegrösse ist der Jahresnutzungsgrad der Gesamtanlage anzugeben. Im vorliegenden Fall wird als zusätzliche Eingabegrösse der Anteil der Abgaskondensation bezogen auf die produzierte Wärme von 8 % separat erfasst. In der Situation Neu A und B wird der zusätzliche Ertrag aus der Abgaskondensation berücksichtigt, der im Falle einer tieferen Rücklaufftemperatur im West-Strang zugute kommt. Dabei wird angenommen, dass die Abgaskondensationsanlage zusätzlich 0.75 % pro Kelvin tieferer Rücklaufftemperatur mehr Wärme zurückgewinnen kann (bezogen auf die Wärmeproduktion) [22]. Daraus wird schliesslich der jährliche Energiebedarf in Form von Brennstoff ausgewiesen, welcher der Wärmeerzeugungsanlage zugeführt werden muss.

Zur Bestimmung des Brennstoffbedarfs wird einfachheitshalber angenommen, dass die Anlage monovalent mit Holzhackschnitzel als Energieträger betrieben wird. Es wird der untere Heizwert vom Holzbrennstoff unter Berücksichtigung des Wassergehaltes bestimmt. Das Brennstoffsoriment besteht hauptsächlich aus frischen Waldhackschnitzel. Es wird ein mittlerer Wassergehalt von 40 % angenommen.

Ein weiterer Eingabewert ist der Brennstoffpreis. Es wird ein Wert von 110 CHF/t angenommen. Daraus werden schliesslich die jährlichen Brennstoffkosten berechnet.

Tabelle 9.27 Jährliche Brennstoffkosten

			IST	Neu	
				A	B
Brennstoffkosten					
Nutzwärmebedarf Wärmeabnehmer	Gesamt	kWh/a	6'933'960	6'933'960	7'120'842
	West-Strang	kWh/a	5'034'040	5'034'040	5'220'922
Wärmeverteilverluste Netz		%	9.0%	9.0%	9.0%
Wärmeproduktion	Gesamt	kWh/a	7'558'016	7'558'016	7'761'718
	West-Strang	kWh/a	5'487'104	5'487'104	5'690'805
Vollbetriebsstundenzahl Wärmeerzeugung	Total	h/a	1'843	1'843	1'893
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeugung		%	85%	85%	85%
Anteil Abgaskondensation		%	8%	8%	8%
Zusätzlicher Anteil Abgaskondensation bei besserem dT	0.75	%/K	0.0%	0.9%	0.9%
Jahresnutzungsgrad Wärmeerzeugung Total		%	93.0%	93.9%	93.9%
Endenergiebedarf (Heizwert Brennstoffzufuhr)	West-Strang mit AGK	kWh/a	8'452'816	8'403'432	8'624'951
Heizwert Trockener Brennstoff (Trockensubstanz)	Hi,atro	MJ/kg	18.0	18.0	18.0
Wassergehalt	w	% (kg/kg)	40%	40%	40%
Verdampfungsenthalpie Wasser	dhv	MJ/kg	2.442	2.442	2.442
Heizwert Feuchter Brennstoff	Hu(w)	MJ/kg	9.82	9.82	9.82
		kWh/kg	2.72	2.72	2.72
Brennstoffbedarf		t/a	3'106	3'088	3'170
Brennstoffpreis		CHF/t	110	110	110
Brennstoffpreis		Rp./kWh_End	4.04	4.04	4.04
Brennstoffkosten		Rp./kWh_Nutz	4.76	4.76	4.76
Jährliche Brennstoffkosten		CHF/a	341'713	339'716	348'672

In der Tabelle 9.28 werden die jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff und die jährlichen Betriebskosten Gesamt berechnet. Die jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff setzen sich aus den Kosten für Wartung, Unterhalt, Verwaltung, Versicherung und Personal zusammen. Hinzu kommen die Stromkosten für die Wärmeerzeugung und die Wärmeverteilung.

Die jährlichen Betriebskosten für Wartung, Unterhalt, Verwaltung und Versicherung werden mit 5 % bezogen auf die gesamten Investitionskosten berücksichtigt.

Die Stromkosten für die Wärmeerzeugung werden mit 3.0 % bezogen auf die erzeugte Wärme mit einem Strompreis von 20 Rp./kWh berücksichtigt. Die Stromkosten für die Abgaskondensationsanlage sind darin mitberücksichtigt.

Bei der Bestimmung der Stromkosten für die Wärmeverteilung muss die Temperaturspreizung im Fernwärmenetz berücksichtigt werden. Mit der Temperaturspreizung im Fernwärmenetz kann für den Auslegepunkt (abonnierte Anschlussleistung mal Gleichzeitigkeitsfaktor) der benötigte Volumenstrom im Auslegepunkt bestimmt werden, indem die Gleichung 5.1 in Kapitel 5.2.1 nach dem Volumenstrom aufgelöst wird. Über den Pumpenwirkungsgrad und einen zu bestimmenden Druckabfall für den Schlechtpunkt (inkl. Übergabestation) wird die benötigte elektrische Pumpenleistung im Auslegepunkt bestimmt. Der Pumpenwirkungsgrad wird mit 72 % angenommen und setzt sich aus einem mittleren elektrischen Wirkungsgrad für den Elektromotor von 90 % und einem mittleren hydraulischen Wirkungsgrad für die Pumpe von 80 % zusammen. Der Druckabfall für den Schlechtpunkt wird mit dem Bewertungs-Tool bestimmt, indem die Temperaturspreizung und die Wärmeleistung jeweils angepasst wurden. Für die Ist-Situation beträgt der Druckabfall 238'605 Pa. Für die Situation Neu A beträgt der Druckabfall 226'581 Pa und für die Situation Neu B beträgt der Druckabfall 238'251 Pa. Die jährliche Pumpenenergie wird einfachheitshalber über die Vollbetriebsstunden der Wärmeabnehmer bestimmt. Die Stromkosten für die Wärmeverteilung werden dann mit einem Strompreis von 20 Rp./kWh berechnet.

Die Personalkosten werden mit 1.5 % bezogen auf die Investitionskosten der Wärmeerzeugung berücksichtigt. Die jährlichen Betriebskosten Gesamt ist die Addition von den jährlichen Brennstoffkosten und den jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff.

Tabelle 9.28 Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff und jährliche Betriebskosten Gesamt

			IST	Neu	
				A	B
Betriebskosten ohne Brennstoff	Bezugsgrösse				
Wartungs-, Unterhalts-, Verwaltungs- und Versicherungskosten	Investitionskosten	%	5.0%	5.0%	5.0%
	Gesamt	CHF/a	306'820	306'820	306'820
Strompreis		Rp./kWh	20	20	20
Hilfsenergie (Strom) Wärmeerzeugung	erzeugte Wärme	%	3.0%	3.0%	3.0%
Stromkosten für Wärmeerzeugung		CHF/a	45'348	45'348	46'570
mittlere Temperaturspreizung Netz		K	28.3	29.5	29.5
Volumenstrom Netz im Auslegepunkt		m ³ /h	98	94	96
Pumpenwirkungsgrad	hydraulisch und elektrisch	%	72%	72%	72%
Druckabfall ungünstigster Wärmeabnehmer inkl. Übergabestation	Slechtpunkt	Pa	238'605	226'581	238'251
Pumpleistung im Auslegepunkt		kW	9.0	8.2	8.8
Jährliche Pumpenenergie		kWh/a	19'785	18'024	19'463
Stromkosten für Wärmeverteilung		CHF/a	3'957	3'605	3'893
Personalkosten	Investitionskosten WE	%	1.5%	1.5%	1.5%
		CHF/a	44'496	44'496	44'496
Jährliche Betriebskosten ohne Brennstoff		CHF/a	400'621	400'269	401'779
Betriebskosten Gesamt		CHF/a	742'334	739'985	750'450

In der Tabelle 9.29 werden die Jahreskosten und die Wärmegestehungskosten ermittelt. Die Jahreskosten setzen sich aus den jährlichen Kapitalkosten und den jährlichen Betriebskosten zusammen. Die jährlichen

Betriebskosten setzen sich aus den jährlichen Brennstoffkosten und den jährlichen Betriebskosten ohne Brennstoff zusammen. Die Wärmegestehungskosten sind das Verhältnis von den Jahreskosten zu der jährlich produzierten Wärme.

Tabelle 9.29 Jahreskosten und Wärmegestehungskosten

		IST	Neu	
			A	B
Jahreskosten (Kapitalkosten + Betriebskosten)	CHF/a	1'078'544	1'076'678	1'091'467
Spezifische Wärmegestehungskosten	Rp./kWh_Nutz	14.270	14.246	14.062

In der Tabelle 9.30 wird das Geschäftsergebnis ermittelt. Das Geschäftsergebnis ist die Differenz zwischen den Jahreskosten und dem jährlichen Ertrag aus den Wärmeverkäufen. Ist das Ergebnis positiv wurde Gewinn erwirtschaftet, ist das Ergebnis negativ wurde Verlust gemacht. Die Kapitalrendite ergibt sich aus dem Verhältnis vom Geschäftsergebnis zu den gesamten Investitionskosten. Die Rückzahldauer – auch Return of Investment kurz ROI genannt – wird bestimmt, indem die Veränderung des Geschäftsergebnisses, denn im optimierten Zustand ist ein besseres Geschäftsergebnis als in der Ist-Situation zu erwarten, ins Verhältnis mit den getätigten Investitionskosten der Optimierungsmaßnahme gesetzt wird.

Tabelle 9.30 Geschäftsergebnis

		IST	Neu	
			A	B
Geschäftsergebnis	CHF/a	51'692	53'557	69'230
Kapitalrendite	%/a	0.842%	0.872%	1.109%
Veränderung gegenüber Ist-Situation (Neu-Ist)	CHF/a		1'865	17'538
Rückzahldauer ROI	a		3.85	6.11