

Adressat

Janine Müller
Eniwa AG
Industriestrasse 25, 5033 Buchs

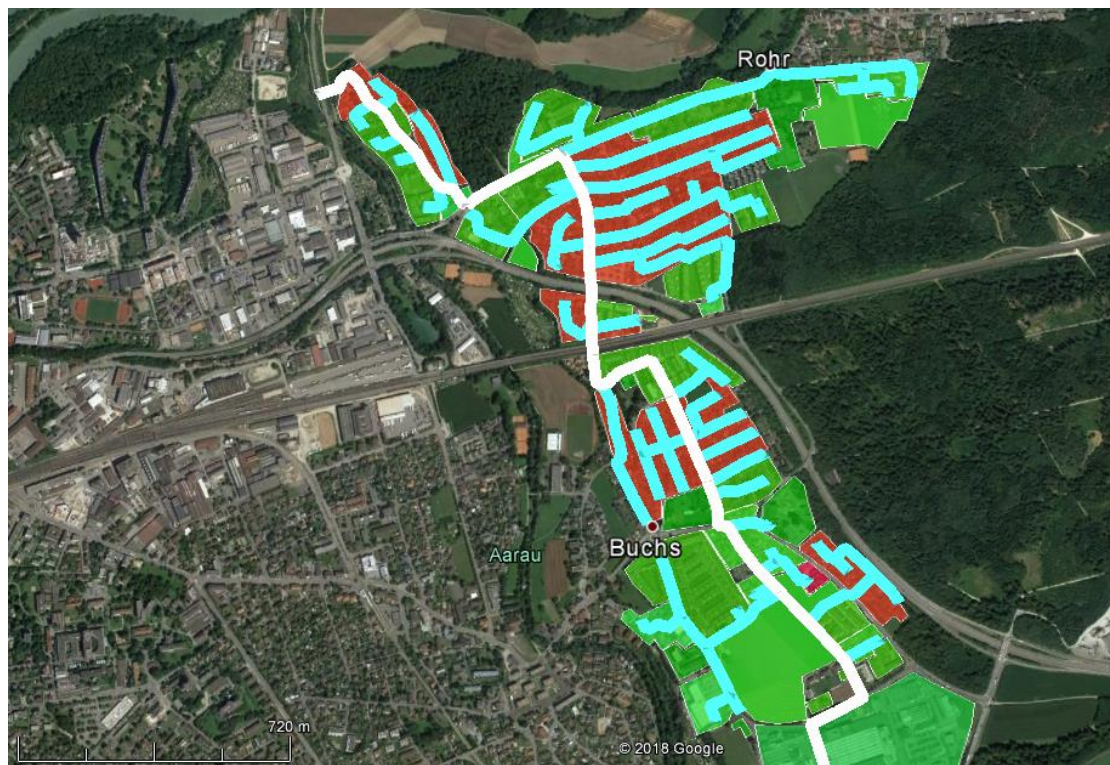
Dokumententyp

Bericht

Datum

21.05.2019

VORPROJEKT FW BUCHS UND AARAU- ROHR



VORPROJEKT FW BUCHS UND AARAU-ROHR

Version **300**
Datum **21.05.2019**
Durchgeführt **Gregor Sauter (Ramboll AG)**
von **Martin Ritsert (Ramboll AG)**
Überprüft von **Martin Brunner (Ramboll AG)**

Beschreibung **Vorprojekt FW Buchs und Aarau-Rohr**

INHALT

1.	MANAGEMENT SUMMARY	1
2.	Einleitung/Grundlagen	2
2.1	Hintergrund	2
2.2	Ziele	3
2.3	Vorgehensweise	3
3.	POTENZIALANALYSE	4
3.1	Unterteilung in Zonen/Cluster	4
3.2	Bestimmung Energiebezugsflächen (EBF)	5
3.3	Bestimmung spezifische Energieverbräuche	5
3.4	Anschlussgrade nach Gebäudetyp	5
3.5	Wärmepotenzial	6
3.5.1	Wärmepotenzial und Energiedichte	6
3.5.2	Wärmepotenzial unter Berücksichtigung bestehender Wärmepumpen und Anschlussgrade	7
3.6	Validierung Potenzialberechnung mit Gasverbraucherliste	10
3.7	Mögliche Entwicklung bis 2050	11
3.8	Wärmepotenzial Optimiertes Gebiet	11
3.8.1	Wärmepotenzial	11
3.8.2	Wärmepotenzial unter Berücksichtigung bestehender Wärmepumpen und Anschlussgrade	12
4.	MACHBARKEIT HAUPTLEITUNG	14
4.1	Machbarkeit Feinverteilung	15
5.	NETZ- & BETRIEBSPARAMETER	16
5.1	Auslegung für die Leitungsdimensionierung	16
5.2	Rohrstatische Auslegung	16
5.3	Fahrweise Netz	16
5.4	Betriebszeit	17
5.5	Weitere Anforderungen	17
5.6	Systemgrenzen / Prinzipschema	17
6.	HYDRAULISCHE MODELLIERUNG	18
6.1	Druckhaltung	19
6.2	Rohrrauheit	19
6.3	Systemparameter	19
6.3.1	Variante 1.1	20
6.3.2	Variante 1.2	21
6.3.3	Variante 1.3	22
6.3.4	Variante 1.4 Optimiertes Gebiet	24
6.3.5	Variante 1.5 Vollausbau, Hauptleitung DN250	26
6.3.6	Variante 2	28
6.3.7	Folgerung	30
7.	AUSLEGUNG PUMPEN	31
8.	ABSENKUNG RÜCKLAUFTEMPERATUREN	32
8.1	Funktionsprinzip Dreileiter	32
8.2	Vorschlag / Definition Temperaturen für Umsetzung	32
8.3	Hydraulische Schaltungen	32
9.	SPEICHER	33
9.1	Möglichkeiten zur Wärmespeicherung	33
9.2	Die Aufgabe von Wärmespeichern in integrierten Energiesystemen	33
9.3	Speicher für das Netz Buchs und Aarau-Rohr	33
10.	WÄRMEÜBERGABESTATION	34

10.1	Etappe 1: Wärmeübergabestation FW «Buchs und Aarau-Rohr», 5.0 MW bis 2022	34
10.2	Etappe 2: Wärmeübergabestation FW «Buchs und Aarau-Rohr», 10 MW nach 2022	35
11.	NETZZUSAMMENSCHLUSS «TELLI» «BUCHS UND AARAU-ROHR»	36
11.1	Hydraulische Trennung	36
11.2	Temperatur Reduktionsstation (Mischstation)	37
11.3	Fazit	37
12.	WIRTSCHAFTLICHKEIT	38
12.1	Investitionskosten	38
12.2	Investitionskosten Wärmeübergabestation	38
12.3	Investitionskosten Netzzusammenschluss «Telli» «Buchs und Aarau-Rohr» inkl. Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung in Telli	38
12.4	Investitionskosten Fernwärmenetz	39
12.4.1	Investitionskosten Vollausbau	39
12.4.2	Schlussfolgerung Vollausbau	40
12.4.3	Investitionskosten Optimierte Gebiet	41
12.4.4	Investitionskosten Optimierte Gebiet / Hauptleitung durchgehend DN200	42
12.4.5	Investitionskosten Optimierte Gebiet / Hauptleitung durchgehend DN250	42
12.5	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	43
12.6	Kosten Übersicht	44
12.7	Anteil der Netzkosten an den Gestehungskosten	44
12.8	Sensitivität	44
13.	FINALE VARIANTE	45
13.1	Wirtschaftlichkeit finale Variante	45
14.	TERMINPLAN	47
15.	FAZIT	48
16.	ANHANG	49

1. MANAGEMENT SUMMARY

Zentraler Bestandteil der Strategie der Eniwa AG ist eine nachhaltige Entwicklung auf ökonomischer, sozialer und ökologischer Ebene. Im Rahmen des vorliegenden Vorprojektes wurde die Realisierung eines Fernwärmenetzes für das Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» untersucht. Als ökologische und CO₂-neutrale Wärmequelle dient die KVA Buchs AG.

In einem ersten Schritt wurde das Wärmepotenzial des Gebietes «Buchs und Aarau-Rohr» berechnet. Dazu wurde für jedes Gebäude die Energiebezugsfläche und aufgrund des Gebäudealters der Energieverbrauch bestimmt. Daraus ergibt sich für das Gesamtgebiet ein Wärmepotenzial von 37.8 GWh/a. Nach Abzug der Gebäude, die bereits heute mit Wärmepumpen versorgt werden sowie unter Berücksichtigung der Anschlussgrade (50% bei Einfamilienhäusern, 85% bei Mehrfamilienhäusern und Gewerbe, 100% bei öffentlichen Gebäuden) verbleibt ein Potenzial für das Gesamtgebiet von 25.3 GWh/a.

In einem nächsten Schritt wurde aufgrund von Wirtschaftlichkeitsüberlegungen ein für die Fernwärmeversorgung optimales Gebiet ausgeschieden. Für dieses Gebiet – nachfolgend als «optimiertes Gebiet» bezeichnet – ergibt sich ein Wärmepotenzial von 21.2 GWh/a, was einer Anschlussleistung von 7.5 MW entspricht.

Für die Versorgung mit Fernwärme werden ein Haupt- und Feinverteilungsnetz mit einer Gesamtlänge von 8.9 km benötigt. Die Hausanschlüsse belaufen sich auf weitere 4.1 km. Die Machbarkeit der Hauptleitungsführung sowie der Feinverteilung wurde geprüft und ist gegeben.

Die Energie wird ab der Wärmeübergabestation im Wynenfeld bezogen. Diese Übergabestation wird bis 2022 in zwei Etappen ausgebaut. Für die erste Etappe wird Wärme aus dem Kondensat des Rücklaufs aus dem Kantonsspital bezogen. In einer zweiten Etappe wird die Wärme ab einer durch die FEWAG zu erstellenden Heisswasser Transportleitung bezogen.

Im Norden des geplanten Perimeters wird eine Verbindung zum bestehenden Netz «Telli» vorgesehen. Ziel ist die Teilversorgung dieses Netzes mit Energie ab KVA. Um bis zu 6.8 MW in das Nachbarnetz «Telli» transportieren zu können, wird die Hauptleitung in Nennweite DN200 ausgeführt.

Am Standort «Telli» soll zudem ein Spitzenlastkessel zur Redundanz sowie zur Spitzenlastabdeckung realisiert werden. Ebenfalls an diesem Standort ist die Netzverbindung installiert, die entweder in Form einer hydraulischen Trennung mit Wärmetauscher oder einer hydraulischen Verbindung mittels Mischstation ausgeführt werden kann.

Es wurden sechs hydraulische Berechnungen zu verschiedenen Szenarien berechnet. Das Resultat ist ein ökonomisch optimal dimensioniertes Netz.

Die Investitionskosten für den Vollausbau des Gebietes (Wärmeabsatz 25.3 GWh/a) würden sich auf 27.1 Mio. CHF belaufen. Die Investitionskosten für das optimierte Gebiet (Wärmeabsatz 21.2 GWh/a) betragen 17.9 Mio. CHF.

Bei der empfohlenen Variante «Optimiertes Gebiet / Hauptleitung DN200» ergibt sich ein durchschnittlicher Trassenmeterpreis (Hauptleitung, Feinverteilung ohne Hausanschlüsse) von 1'878 CHF/m. Der berechnete Anteil der Netzkosten an den Gestehungskosten beträgt 56 CHF/MWh.

Ramboll empfiehlt den Bau der Variante «Optimiertes Gebiet / Hauptleitung DN200». Mit diesem Konzept ist eine ökologische und wirtschaftliche Fernwärmeversorgung des Gebietes «Buchs/Aarau Rohr» möglich.

2. EINLEITUNG/GRUNDLAGEN

2.1 Hintergrund

Die Eniwa AG entwickelt, baut und betreibt verschiedene Wärme- und Kälteverbunde im Kanton Aargau. Neben der Erweiterung der bestehenden Verbunde «Kasino» und «Torfeld» hat die Eniwa AG den Betrieb des bestehenden Netzes «KSA» übernommen, welches die Abwärme aus der KVA Buchs als Wärmequelle nutzt. In Zukunft plant die Eniwa AG ihr Versorgungsgebiet in Richtung «Buchs und Aarau-Rohr» mit CO₂-neutraler Abwärme ab KVA Buchs zu erweitern.

Die Basis des Vorprojekts ist die Machbarkeitsstudie «Fernwärmeerschliessung Buchs/Aarau-Rohr». In dieser wurde die Erweiterung der Fernwärmeversorgungsgebiete in drei Ausbaustapen von der Wärmeübergabestation Wynenfeld über das Schulhaus Risiacher und die Brücke der Aarealstrasse T5 bis zum Schulhausareal Stäpfli untersucht.

Im Norden des betrachteten Perimeters gibt es ein bestehendes Netz «Telli», das momentan über den bestehenden Verbund «Torfeld» versorgt wird. Diese Versorgung ist jedoch begrenzt, sodass eine alternative Versorgung ausgearbeitet werden muss.

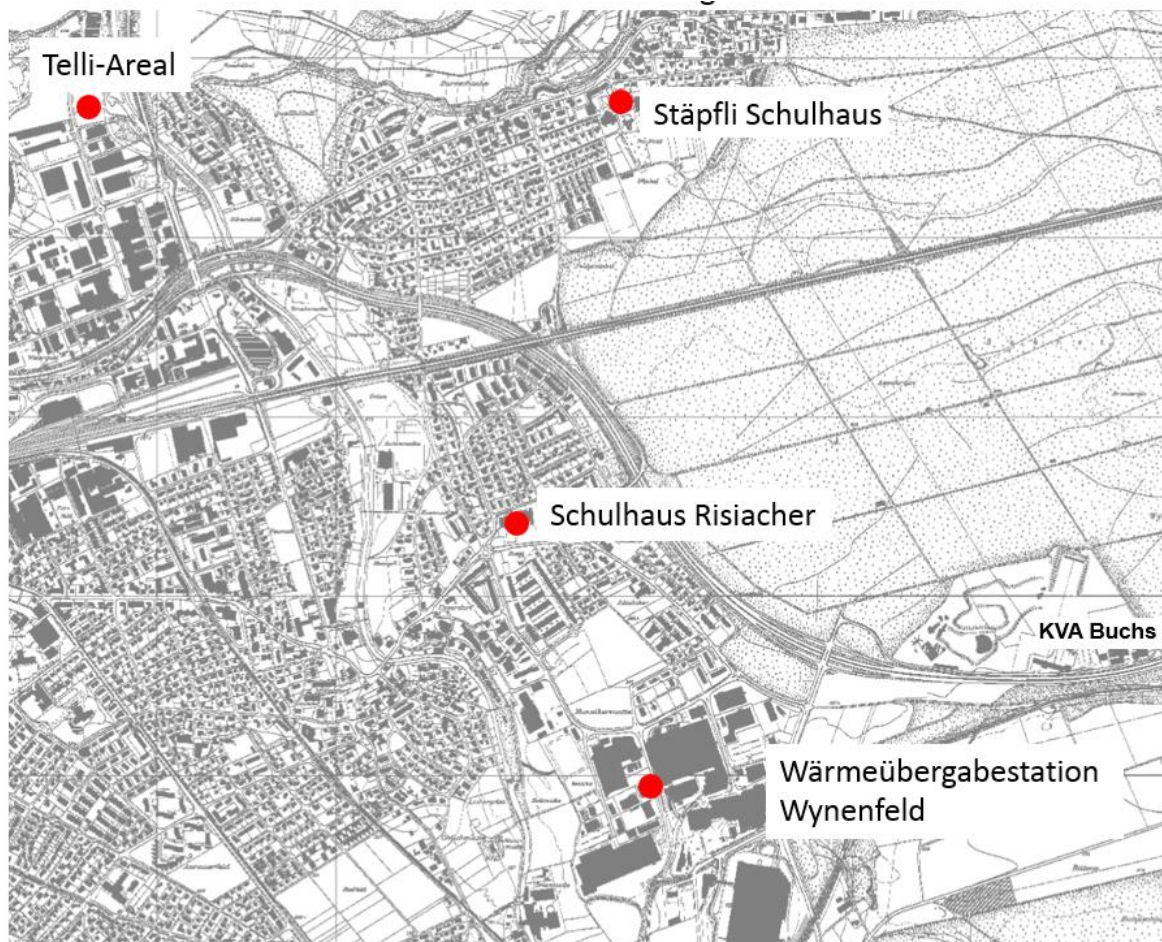


Abbildung 1: Gebietsübersicht

2.2 Ziele

Im Rahmen des Vorprojektes soll untersucht werden, ob das Potenzial im Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» den Bau eines Netzes rechtfertigt. Weiter sollen verschiedene Szenarien betrachtet sowie eine wirtschaftlich sinnvolle Lösung ausgearbeitet werden. Die wesentlichen Ziele sind:

- Ermittlung des potenziellen Wärmeabsatzes im betrachteten Gebiet
- Untersuchung der Machbarkeit der verschiedenen Hauptleitungsführungen
- Hydraulische Modellierung / Dimensionierung der Fernwärmeleitungen
- Ermittlung der Investitionskosten und der Wirtschaftlichkeit (Tief- und Rohrleitungsbau)
- Ausarbeitung einer optimalen Lösung für das Bauprojekt

2.3 Vorgehensweise

Das Vorgehen kann in folgende Schritte unterteilt werden, die nachfolgend kurz erläutert werden:

1. Bestimmung des potenziellen Wärmeabsatzes im Perimeter «Buchs und Aarau-Rohr»
 - Clustering: Unterteilung des Gebietes in sinnvolle, zusammenhängende Cluster mit ähnlichen Gebäudetypen
 - Bestimmung des Wärme-Potenzials
 - Validierung Potenzial
2. Machbarkeit Hauptleitung
 - Detaillierte Klärung Routing und Länge Hauptleitung sowie Verteilnetz
 - Vergleich von 3 Varianten
 - Optimale Hauptleitungsführung als Resultat
3. Hydraulische Modellierung
 - Vergleich von 6 Varianten mit unterschiedlichen Annahmen (Anschlusswert, Teil-/Vollausbau, Variante Hauptleitungsführung sowie Gleichzeitigkeitsfaktor)
 - Optimale Dimensionierung des Netzes für die Varianten
4. Untersuchung Absenkung Rücklauftemperaturen sowie Einsatz von Speicher
 - Funktionsprinzip sowie mögliche hydraulische Schaltungen
 - Erläuterung zum Einsatz von Speicher im Netz
5. Wärmeübergabestation
 - Ausarbeiten des Konzepts Wärmeübergabestation
6. Netzzusammenschluss «Telli» «Buchs und Aarau-Rohr»
 - Ausarbeiten des Konzepts Netzzusammenschluss
 - Erarbeiten von zwei Optionen
7. Wirtschaftlichkeit
 - Investitionskosten
 - Wirtschaftlichkeitsrechnung
 - Anteil der Netzkosten an den Wärmegestehungskosten
 - Sensitivitätsanalyse
8. Finale Variante: Empfehlung für das Bauprojekt
9. Terminplan Hauptleitungsführung
10. Fazit

3. POTENZIALANALYSE

Der Wärmebedarf des Gebietes wurde über Energiebezugsflächen und spezifische Energieverbräuche der einzelnen Gebäude im Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» berechnet. Das Vorgehen und die Ergebnisse der Potenzialanalyse werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

3.1 Unterteilung in Zonen/Cluster

Zunächst wurde das Gebiet in drei Zonen unterteilt. Dabei entspricht jede Zone einer möglichen Erweiterungsetappe. Innerhalb dieser Zonen wurde eine Unterteilung in Cluster so vorgenommen, dass ein Cluster möglichst immer nur Gebäude von einem einzigen Gebäudetyp beinhaltet. Dabei wurden folgende Gebäudetypen unterschieden:

- Einfamilienhäuser
- Mehrfamilienhäuser
- Gewerbe
- Öffentliche Gebäude
- Bauernhöfe
- Noch nicht gebaute Wohngebäude

Die vollständige Clusterunterteilung ist in Abbildung 2 dargestellt.

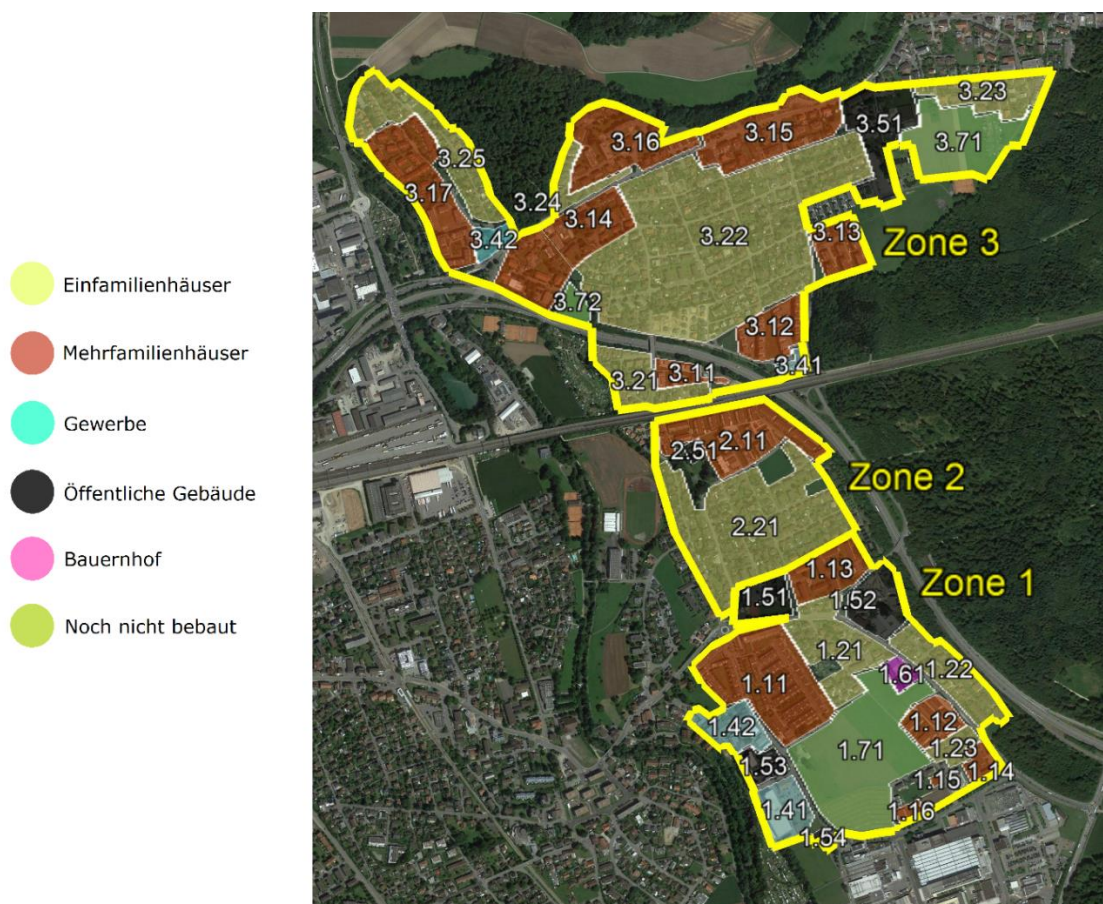


Abbildung 2: Unterteilung in Zonen/Cluster

Es ist zu erkennen, dass der überwiegende Anteil des Gebietes aus Ein- und Mehrfamilienhäusern besteht. Ein hingegen verhältnismässig kleiner Anteil besteht aus Gewerben, öffentlichen Gebäuden und Bauernhöfen.

Die Clusternamen bestehen aus drei Ziffern mit folgender Bedeutung:

- Erste Ziffer: Gibt die Zone an, in der das Cluster liegt
- Zweite Ziffer: Gibt Auskunft über den am häufigsten vorkommenden Gebäudetyp im Cluster:
 - 1: Mehrfamilienhäuser
 - 2: Einfamilienhäuser
 - 3: Industrie
 - 4: Gewerbe
 - 5: Öffentliche Gebäude
 - 6: Bauernhöfe
 - 7: Noch nicht gebaute Wohngebäude
- Dritte Ziffer: Durchnummerierung von Clustern, die sowohl in derselben Zone liegen als auch denselben Gebäudetyp aufweisen (erste und zweite Ziffer identisch)

3.2 Bestimmung Energiebezugsflächen (EBF)

Im nächsten Schritt wurde die Energiebezugsfläche (EBF) für jedes Gebäude bestimmt. Die Energiebezugsfläche beschreibt dabei diejenige Fläche, die beheizt wird. Um diese Fläche zu bestimmen, wurde mittels Google Earth für jedes Gebäude die Grundfläche ausgemessen und die Anzahl Stockwerke gezählt. Die Energiebezugsfläche ergibt sich dann wie folgt:

$$EBF = \text{Grundfläche} * \text{Anzahl Stockwerke}$$

3.3 Bestimmung spezifische Energieverbräuche

Anhand von Gebäudealter und Gebäudetyp wurden die spezifischen Energieverbräuche für Raumwärme und Brauchwarmwasser sowie die Vollaststunden festgelegt, wie in Tabelle 1 dargestellt. Das Baujahr der einzelnen Gebäude wurde auf Basis von Daten von <https://map.geo.admin.ch> bestimmt.

Tabelle 1: Übersicht spezifische Energieverbräuche und Vollaststunden nach Gebäudetyp und -alter

Gebäudetyp	Alter	Raumwärme		Brauchwarmwasser	
		Spez. Wärmebedarf $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ a}}\right]$	Vollaststunden $\left[\frac{\text{h}}{\text{a}}\right]$	Spez. Wärmebedarf $\left[\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ a}}\right]$	Vollaststunden $\left[\frac{\text{h}}{\text{a}}\right]$
Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser, Bauernhöfe	Vor 1980	90	2'300	20	8'000
	1980 – 2000	60	2'300	20	8'000
	2000 – 2010	50	2'300	20	8'000
	Ab 2010 und Minderenergie	30	2'300	20	8'000
Gewerbe, öffentliche Gebäude	-	28	2'000	8	4'000

3.4 Anschlussgrade nach Gebäudetyp

Abhängig vom Gebäudetyp wurden folgende Anschlussgrade angenommen:

- Einfamilienhäuser: 50%
- Mehrfamilienhäuser: 85%
- Gewerbe: 85%
- Öffentliche Gebäude: 100%
- Bauernhöfe: 50%

Die Cluster 1.71, 3.71 und 3.72 stellen noch nicht bebaute Gebiete dar. Es wurde für diese Cluster ein Anschlussgrad von 100% angenommen, da davon ausgegangen wird, dass alle Neubauten in diesen Clustern an das Wärmenetz angeschlossen werden. Die mittleren Anschlussgrade der einzelnen Cluster können dem Anhang entnommen werden.

3.5 Wärmepotenzial

Anhand der gesammelten Informationen lassen sich das Wärmepotenzial und die Energiedichte berechnen.

3.5.1 Wärmepotenzial und Energiedichte

Ohne Berücksichtigung des Anschlussgrads lässt sich das Wärmepotenzial für ein einzelnes Gebäude wie folgt berechnen:

$$\text{Energieverbrauch} = \text{EBF} * \text{spezifischer Energieverbrauch}$$

$$\text{Leistung} = \frac{\text{Energieverbrauch}}{\text{Volllaststunden}}$$

Das Wärmepotenzial einer gesamten Zone erhält man durch Summieren der Ergebnisse aller Gebäude innerhalb dieser Zone. Einige Gebäude besitzen bereits eine Eigenversorgung durch Wärmepumpen. Anhand der Grundlagendaten der Eniwa AG konnte der Anteil an Wärmeenergie, der durch die bestehenden Wärmepumpen abgedeckt wird, bestimmt werden. Die Resultate des Potenzialberechnungen sind in Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Übersicht Wärmepotenzial (inkl. Wärmepumpen, ohne Berücksichtigung Anschlussgrad)

Zone	Wärmepotenzial		Davon durch bestehende Wärmepumpen abgedeckt	
	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]
Zone 1	12.0	4.3	1.8	0.6
Zone 2	4.5	1.7	0.3	0.1
Zone 3	21.3	7.6	2.0	0.7
Total	37.8	13.6	4.1	1.5

Für das gesamte potenzielle Fernwärmegebiet «Buchs und Aarau-Rohr» ergibt sich ein Wärmepotenzial von 37.8 GWh/a bei einer Leistung von 13.6 MW. Davon wird ein Anteil von 4.1 GWh/a bzw. 1.5 MW durch bestehende Wärmepumpen abgedeckt.

Die Energiedichte eines Clusters wurde wie folgt berechnet:

$$\text{Energiedichte} = \frac{\text{Energieverbrauch im Cluster}}{\text{Fläche des Clusters}}$$

Dabei bezieht sich der Energieverbrauch auf den gesamten Verbrauch von Wärmeenergie innerhalb eines Clusters, d.h. inkl. dem Anteil durch Wärmepumpen. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3 graphisch dargestellt. Die durchschnittliche Energiedichte des gesamten Gebietes beträgt 38 kWh/m²/a. Einzelne Cluster weisen eine Energiedichte von über 70 kWh/m²/a auf. Eine hohe Energiedichte ist ein erstes Indiz dafür, dass die Erschliessung von diesem Cluster wirtschaftlich sein könnte. Diese Cluster haben daher eine hohe Priorität. In Kapitel 12 wird genauer auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Cluster eingegangen und anschliessend ein optimiertes Versorgungsgebiet vorgeschlagen, das nur die wirtschaftlich attraktiven Cluster beinhaltet.



Abbildung 3: Energiedichten der einzelnen Cluster

3.5.2 Wärmepotenzial unter Berücksichtigung bestehender Wärmepumpen und Anschlussgrade

Nachfolgend wird das durch das Fernwärmenetz effektiv aufzubringende Wärmepotenzial berechnet. Dazu werden in jeder Zone der Anteil am Wärmepotenzial, der bereits durch bestehende Wärmepumpen gedeckt wird, vom gesamten Wärmepotenzial subtrahiert und anschliessend die Anschlussgrade miteingerechnet. Weiter werden Wärmeverluste mitberücksichtigt, welche zusätzlich abgedeckt werden müssen. Das Planungshandbuch der Arbeitsgemeinschaft «QM Holzheizwerke» gibt einen Zielwert der Wärmeverteilungsverluste von maximal 10% an. Um die Verluste jedoch nicht zu unterschätzen, wurden 12% Verluste an Wärmeenergie angenommen. In Tabelle 3 sind das Wärmepotenzial und die Wärmeverluste dargestellt.

Tabelle 3: Übersicht Wärmepotenzial (abzüglich Wärmepumpen, mit Berücksichtigung Anschlussgrad)

Zone	Wärmepotenzial (abzüglich bestehender Wärmepumpen)		Wärmeverluste	
	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]
Zone 1	8.1	2.9	1.0	0.1
Zone 2	2.8	1.0	0.3	< 0.1
Zone 3	14.4	5.1	1.7	0.2
Total	25.3	9.0	3.0	0.3

Für das gesamte potenzielle Fernwärmegebiet «Buchs und Aarau-Rohr» ergibt sich ein Wärmepotenzial von 25.3 GWh/a bei einer Anschlussleistung von 9.0 MW. Aufgrund der Wärmeverluste im Leitungsnetz müssen zusätzlich 3.0 GWh/a bzw. 0.3 MW an Wärme abgedeckt werden. Die gesamt benötigte Wärmeenergie von 28.3 GWh/a kann durch Energie aus der KVA Buchs gedeckt werden. Mit Berücksichtigung eines Gleichzeitigkeitsfaktors würde die Leistung verglichen zum Wärmebedarf sinken bzw. die Anzahl Vollaststunden würde steigen. Um die zu erzeugende Leistung jedoch nicht zu unterschätzen und das Netz ausreichend gross zu dimensionieren, wurde mit einem konservativen Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 gerechnet.

Zum Erstellen von Jahresdauerlinien wurde die Klimakurve aus Auswertungen der Stadt Zürich von 2007 bis 2017 verwendet. Es wurde angenommen, dass die Klimakurve im Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» nur wenig davon abweicht. Diese Jahresdauerlinie wurde an Stelle der häufig genutzten SIA Norm verwendet, da sich in den letzten Jahren das Klima relevant verändert hat und die SIA Norm gegenüber heutigen Messdaten eher zu viele Stunden bei tiefen Temperaturen aufweist. Es wurde zudem eine Heizgrenze von 16 °C angenommen.

Die Jahresdauerlinie in Abbildung 4 stellt die aufzubringende Netzleistung für das Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» dar. Der Wärmebedarf ergibt sich zu 75% aus Raumwärme und zu 25% aus Brauchwarmwasser. Zusätzlich muss das Leitungsnetz 12% des Wärmebedarfs für Verluste abdecken können.

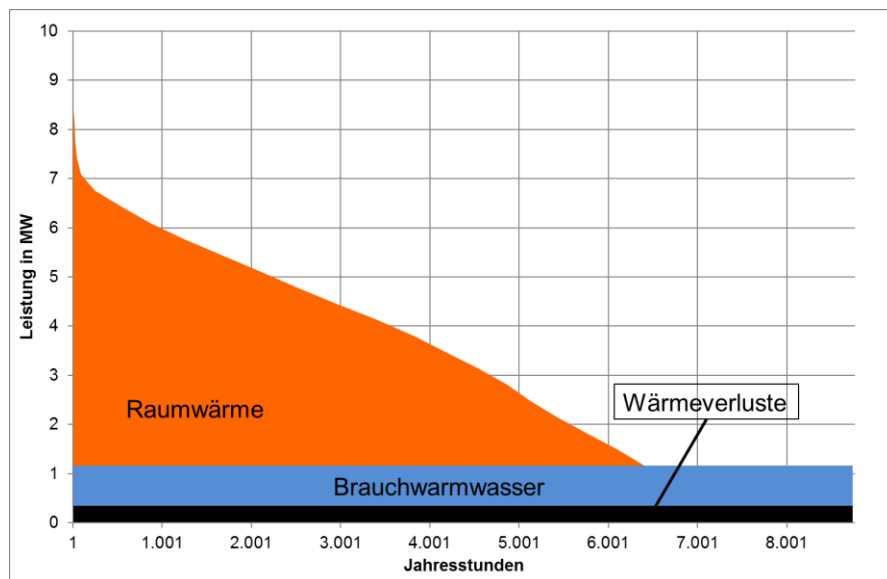


Abbildung 4: Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarf im Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr»

Um eine Ökologisierung des Gebietes «Telli» zu erreichen, kann dieses Gebiet durch ungenutzte Kapazität des Leitungsnetzes «Buchs und Aarau-Rohr» versorgt werden. Die Jahresdauerlinie in Abbildung 5 stellt die aufzubringende Netzleistung für die Gebiete «Buchs und Aarau-Rohr» und «Telli» über das Jahr dar.

Es wurden folgende Annahmen getroffen:

- Das Leitungsnetz «Buchs und Aarau-Rohr» wird auf eine maximale Leistung von 9.0 MW (plus 0.3 MW durch Wärmeverluste) ausgelegt (siehe Tabelle 3), welche vollständig durch Wärme aus der KVA Buchs abgedeckt werden
- Die zu liefernde Leistung an das Gebiet «Telli» beträgt maximal 5 MW (Angabe der Eniwa AG)
- Das Gebiet «Telli» weist ähnliche Gegebenheiten (Anteil je Gebäudetyp, Volllaststunden, Anschlussgrade, spezifische Energieverbräuche, Wärmeverluste, etc.) wie das Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» auf

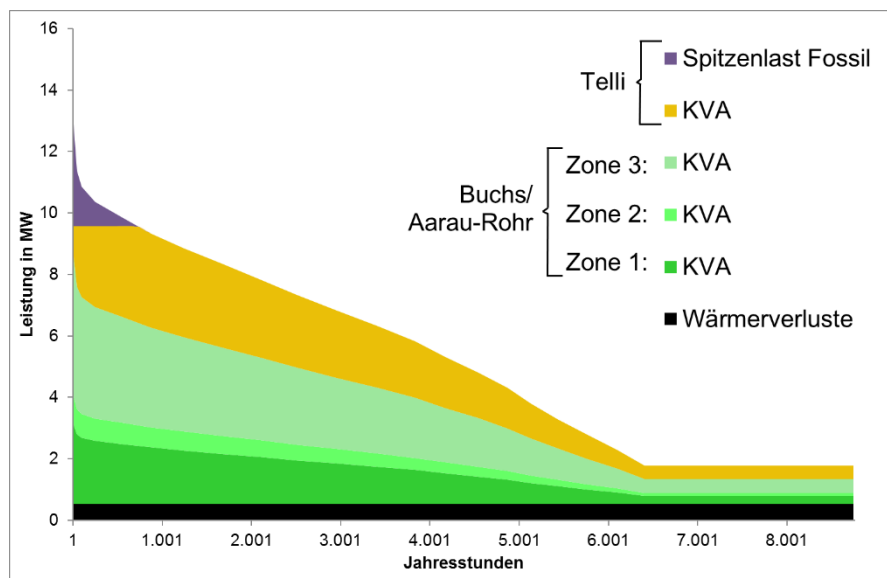


Abbildung 5: Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarfs der Gebiete «Telli» und «Buchs und Aarau-Rohr»

An kalten Tagen reicht die Kapazität des Netzes nicht aus, um die geforderten 5 MW für das Gebiet «Telli» vollständig bereitzustellen. Eine denkbare Möglichkeit wäre dann auf einen fossilen Spitzenlastkessel im Gebiet «Telli» zurückzugreifen. Dieser Kessel könnte zudem im Falle eines Ausfalls der KVA Buchs auch als Notheizung genutzt werden, um das Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» mit einer Leistung von bis zu 5 MW zu versorgen.

3.6 Validierung Potenzialberechnung mit Gasverbraucherliste

In den letzten Abschnitten wurde der Wärmebedarf des Gebietes über Energiebezugsflächen und spezifische Energieverbräuche der einzelnen Gebäude im Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» berechnet. Nachfolgend sollen die Resultate mit Hilfe der aktuellen Gasverbräuche im Gebiet validiert werden.

Zunächst wurde der aktuelle Wärmebedarf aus der Gasverbraucherliste berechnet. Dazu wurde berücksichtigt, dass sich der angegebene Energieverbrauch in der Gasverbraucherliste auf den oberen Heizwert H_o der verkauften Menge an Gas bezieht. In der Realität kann jedoch meist nur der untere Heizwert H_u des Gases in Wärme umgewandelt werden. Zudem muss der Wirkungsgrad der Gaskessel berücksichtigt werden. Es gilt:

$$\text{Tatsächlicher Verbrauch} = \frac{[\text{Verbrauch gem. Gasverbraucherliste}]}{[H_o \rightarrow H_u \text{ Faktor}]} * [\text{Wirkungsgrad Kessel}]$$

$$H_o \rightarrow H_u \text{ Faktor} = 1.1$$

$$\text{Wirkungsgrad Kessel} = 0.9$$

Insgesamt ergibt der Vergleich, dass der berechnete Wärmeverbrauch aus der Potenzialanalyse auf Gebäudebasis 13% höher gegenüber dem tatsächlichen Gasverbrauch ist. Mögliche Gründe für die Abweichung sind:

- Es wurde angenommen, dass der Gasverbrauch aus der Gasverbraucherliste den kompletten Wärmeverbrauch für Raumwärme und Brauchwarmwasser umfasst. In der Realität deckt eine Gasheizung hingegen häufig nur den Wärmeverbrauch für Raumwärme ab. Unter der Annahme, dass nur 50% der Gasheizungen den Wärmeverbrauch für Brauchwarmwasser abdecken, sinkt die Abweichung des berechneten Wärmeverbrauchs aus der Potenzialanalyse auf Gebäudebasis gegenüber dem tatsächlichen Gasverbrauch auf unter 1%.
- Die spezifischen Energieverbräuche, die für die Potenzialanalyse auf Gebäudebasis verwendet wurden, stellen lediglich Schätzungen anhand von Erfahrungswerten dar und können daher in der Realität abweichen.

3.7 Mögliche Entwicklung bis 2050

In Zukunft wird der Wärmebedarf einerseits durch energiesparende Neubauten und Sanierungen alter Gebäude sinken. Andererseits wird der Wärmebedarf durch dichtere Bebauung steigen. Die Auswirkungen dieser beiden gegensätzlich wirkenden Effekte wurde analysiert, um die Entwicklung des gesamten Wärmebedarfs im Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» zu bestimmen. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Durch energiesparende Neubauten und Sanierungen kann der Wärmebedarf aller Gebäude bis 2050 im Mittel auf 30 kWh/m²/a für Raumwärme und 20 kWh/m²/a für Brauchwarmwasser reduziert werden. Dies entspricht dem Minergie-Standard.
- Die Verdichtung bedeutet eine Erhöhung der Energiebezugsflächen. Die EBF im Jahr 2050 kann wie folgt berechnet werden:

$$EBF = \text{Ausnützung gem. Bauzonenplan} * \text{Fläche} * 1.3$$

Dabei berücksichtigt der Faktor von 1.3 vorhandene Attika-Geschosse.

Insgesamt ergibt sich daraus ein Wärmebedarf von 37.2 GWh/a für 2050. Zum Vergleich: Der heutige Wärmebedarf beträgt 37.8 GWh/a, siehe Tabelle 2. Dies entspricht einer Reduktion des Wärmebedarfs bis 2050 um weniger als zwei Prozent.

Es kann zusammenfassend also angenommen werden, dass sich der Wärmebedarf im Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» bis 2050 nicht bedeutend ändert, da sich die Auswirkungen von Verdichtung und Effizienzsteigerung ungefähr ausgleichen.

3.8 Wärmepotenzial Optimiertes Gebiet

Im Kapitel «Wirtschaftlichkeit» werden die einzelnen Cluster auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht. Das Ergebnis ist ein ökonomisch optimiertes Fernwärmegebiet. Unrentable Cluster wurden weggelassen oder nur teils erschlossen. Anbei ist die Erläuterung des Wärmepotenzials dieses Optimierten Gebietes.

3.8.1 Wärmepotenzial

In Tabelle 4 ist das gesamte Wärmepotenzial des optimierten Gebietes dargestellt.

Tabelle 4: Übersicht Wärmepotenzial optimiertes Gebiet (inkl. Wärmepumpen, ohne Berücksichtigung Anschlussgrad)

Zone	Wärmepotenzial		Davon durch bestehende Wärmepumpen abgedeckt	
	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]
Zone 1	11,1	4,0	1,6	0,6
Zone 2	2,1	0,7	0,0	0,0
Zone 3	14,9	5,3	1,1	0,4
Total	28,1	10,0	2,7	1,0

Für das optimierte Fernwärmegebiet «Buchs und Aarau-Rohr» ergibt sich ein Wärmepotenzial von 28.1 GWh/a bei einer Leistung von 10.0 MW. Davon wird bereits ein Anteil von 2.7 GWh/a bzw. 1.0 MW durch bestehende Wärmepumpen abgedeckt.

3.8.2 Wärmepotenzial unter Berücksichtigung bestehender Wärmepumpen und Anschlussgrade

In Tabelle 5 ist das durch das geplante Fernwärmenetz effektiv aufzubringende Wärmepotenzial für das optimierte Gebiet dargestellt. In jeder Zone wurde vom gesamten Wärmepotenzial der durch bestehende Wärmepumpen bereits gedeckte Anteil subtrahiert und anschliessend die Anschlussgrade miteingerechnet. Weiter wurden Wärmeverluste in einer Höhe von 12% angenommen, welche zusätzlich abgedeckt werden müssen.

Tabelle 5: Übersicht Wärmepotenzial optimiertes Gebiet (abzüglich Wärmepumpen, mit Berücksichtigung Anschlussgrad)

Zone	Wärmepotenzial (abzüglich bestehender Wärmepumpen)		Wärmeverluste	
	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]	Energie [GWh/a]	Leistung [MW]
Zone 1	7.8	2.8	0.9	0.1
Zone 2	1.8	0.6	0.2	< 0.1
Zone 3	11.7	4.1	1.4	0.2
Total	21.2	7.5	2.5	0.3

Für das optimierte Fernwärmegebiet «Buchs und Aarau-Rohr» ergibt sich ein Wärmepotenzial von 21.2 GWh/a bei einer Anschlussleistung von 7.5 MW. Aufgrund der Wärmeverluste im Leitungsnetz müssen zusätzlich 2.5 GWh/a bzw. 0.3 MW an Wärme abgedeckt werden.

Die Jahresdauerlinie in Abbildung 6 stellt die aufzubringende Netzleistung für das optimierte Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» dar. Der Wärmebedarf ergibt sich zu 73% aus Raumwärme und zu 27% aus Brauchwarmwasser. Zusätzlich muss das Leitungsnetz 12% des Wärmebedarfs für Verluste abdecken können.

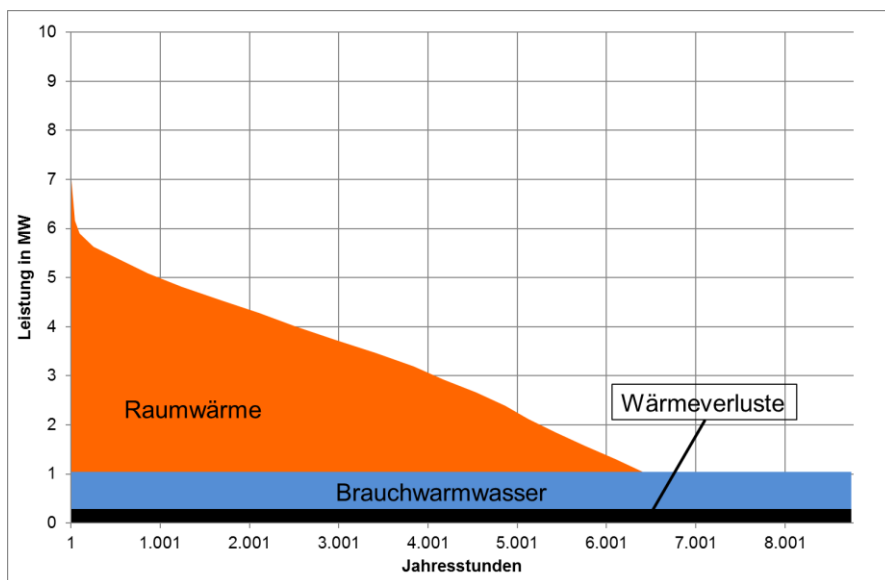


Abbildung 6: Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarf im optimierten Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr»

Die Jahresdauerlinie in Abbildung 7 stellt die aufzubringende Netzleistung für das optimierte Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» und das Gebiet «Telli» dar. Es wurden Annahmen analog zum nicht optimierten Gebiet (Abbildung 5) getroffen.

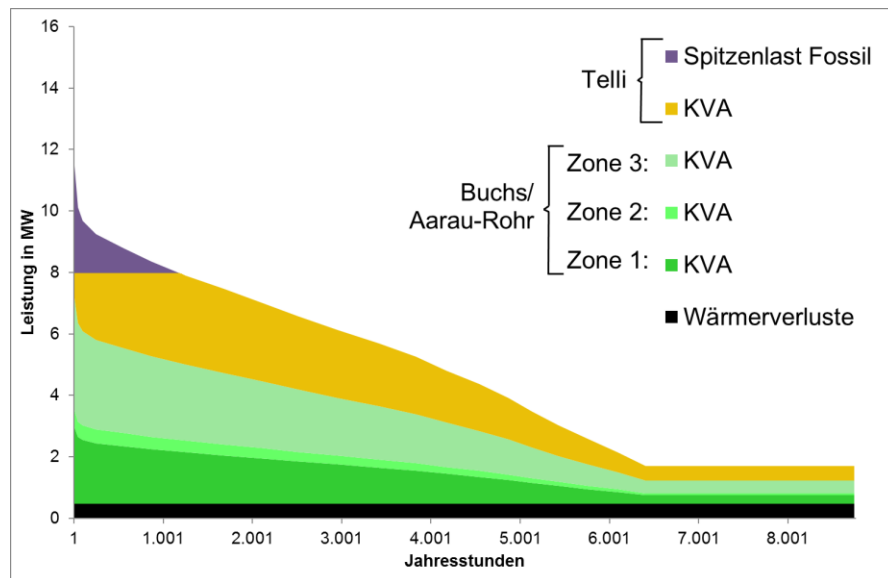


Abbildung 7: Jahresdauerlinie des Wärmeleistungsbedarfs des Gebietes «Telli» und des optimierten Gebietes «Buchs und Aarau-Rohr»

4. MACHBARKEIT HAUPTLEITUNG

In der Machbarkeitsstudie der Hauptleitung wurden Linienführungen anhand folgender Kriterien untersucht:

- Bauausführung
- Investitionskosten
- Erschliessung der Potenziale
- Nutzung von Synergien mit anderen Gewerken
- Baurisiken

Die Investitionskosten eines Fernwärmenetzes werden zu einem grossen Teil durch das FW-Trasse bestimmt. Basierend auf der Machbarkeitsstudie und den Vorschlägen der Eniwa AG wurden gemeinsam 3 verschiedene Varianten erarbeitet. Im Fokus standen dabei das optimaler erschliessen der Potenziale, möglichst geringe Kosten sowie die Umgehung von risikobehafteten Stellen. Die kritischsten Faktoren sind dabei die Querung eines Bahntrasses der SBB sowie eines Autobahn Zubringers (T5). Variante 1 und 2 arbeiten beide mit einer Unterquerung des Bahntrasses sowie einer Überquerung (Brücke) über die Autobahn. Variante 3 quert die T5 schon früher im Osten und unterquert das Bahntrasse bei einer bestehenden Unterquerung.

In folgenden Abbildungen sind die verschiedenen Varianten der untersuchten Hauptleitungsführung ersichtlich.



Abbildung 8: Hauptleitungsführung Variante 1



Abbildung 9: Hauptleitungsführung Variante 2



Abbildung 10: Hauptleitungsführung Variante 3

Ergebnisse:

- Die Abklärungen haben gezeigt, dass die Variante 1 und 2 umsetzbar sind. Es hat genügend Platz für die Fernwärmeleitungen und wo nötig können die bestehenden Leitungen ohne zu grossen Aufwand umgelegt werden. Auch können Eniwa intern Synergien bezüglich Umlegung von Werkleitungen genutzt werden. Die Rückmeldung der SBB zur Unterquerung ist positiv ausgefallen.
- Grundsätzlich ist die Verlegung in der Unterführung des Bahntrasse möglich.
- Variante 3 hat eine merklich grössere Trassenlänge in unbebautem Gebiet und wurde aufgrund der hohen Investitionskosten in einem frühen Planungsstadium verworfen.
- Die Überquerung der Autobahn ist noch nicht final abgeklärt, ist jedoch aus technischer Sicht machbar. Das ASTRA hat zur Querung der Autobahn erste Vorbehalte angemeldet. Die Verantwortlichkeit der Brücke geht erst ab Anfang 2020 zum ASTRA über. Aktuell liegt die Verantwortlichkeit beim Kanton, welcher keine Vorbehalte angemeldet hat.
- Alternativ zur Unterquerung der Brücke kann eine Rohrbrücke über die Autobahn gebaut werden.

Der Bericht des Tiefbaus ist im Anhang 5 unter Technischer Bericht Vorprojekt zu finden.

Das Fazit der Machbarkeit ist wie folgt:

- Die Machbarkeit für eine Fernwärmeversorgung der Gebiete «Buchs und Aarau-Rohr» ab der Umformer Station ist grundsätzlich gegeben.
- Bezüglich der Hauptleitungsführung haben Variante 1 und Variante 2 minimale Differenzen bezüglich Tiefbaukosten.
- Die Variante 1 ist weiterzuführen.

4.1 Machbarkeit Feinverteilung

Das geplante Netz «Buchs und Aarau-Rohr» ist als Sternnetz ausgelegt. Für das Netz werden Hauptleitungen sowie die Feinverteilung berücksichtigt. Hausanschlussleitungen sowie die Feinverteilung wurden Seitens Tiefbau im Rahmen des Vorprojektes noch nicht final abgeklärt. Bei der hydraulischen Berechnung wird die Feinverteilung jedoch mit simuliert.

Von der Tiefbauseite kann gesagt werden, dass die Leitungsführung der Feinverteilung grundsätzlich machbar ist.



Abbildung 11: Hauptleitung inkl. Feinverteilung

5. NETZ-& BETRIEBSPARAMETER

Die Auslegungsparameter des Fernwärmenetzes «Buchs und Aarau-Rohr» sind nachfolgend aufgelistet.

5.1 Auslegung für die Leitungsdimensionierung

Die Abwärme der KVA ist auf einem hohen Temperaturniveau verfügbar. Das Transportnetz der KVA hat eine Vorlauftemperatur von 105 °C dadurch ist eine Vorlauftemperatur von 95 °C im Netz «Buchs und Aarau-Rohr» möglich. Eine hohe Vorlauftemperatur ermöglicht eine grosse Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf (im vorliegenden Fall 50 °C). Ein grosse Temperaturdifferenz ermöglicht bei gleicher Leistung geringere Massenströme was zu kleineren Rohrdurchmessern und damit zu geringeren Investitionskosten führt.

Tabelle 6: Auslegung Leitungsdimensionierung

Vorlauftemperatur	95 °C
Rücklauftemperatur	45 °C
Δt	50 °C

5.2 Rohrstatistische Auslegung

Tabelle 7: Rohrstatistische Auslegung

Max. Betriebstemperatur Vorlauf	105 °C
Max. Betriebstemperatur Rücklauf	105 °C
Verlege Temperatur	10 °C
Max. zulässiger Betriebsdruck	PN 16
Anzahl Lastwechsel in 30 Jahren	250k.

5.3 Fahrweise Netz

Zwischen -8 °C bis 10 °C wird die Vorlauftemperatur gleitend von 95 °C auf 75 °C, der Leistungsabnahme angepasst, gefahren. Diese Fahrweise erlaubt die gleichzeitige Versorgung für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme. Als Regelungsgrösse sollte die Aussentemperatur gemittelt über eine längere Zeit gewählt werden. Diese Grösse kann durch den hinzuziehen von Temperaturvoraussagen verfeinert werden.

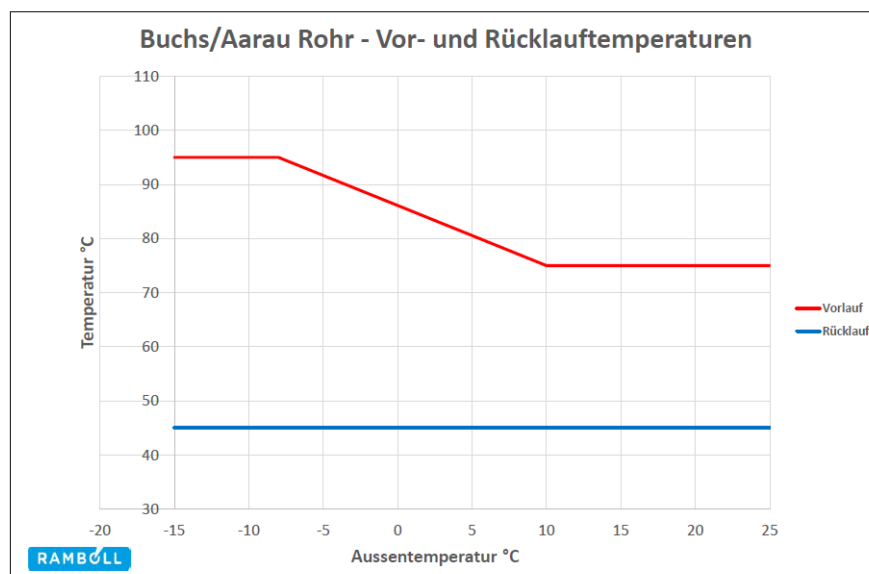


Abbildung 12: Fahrweise Netz

5.4 Betriebszeit

Das Fernwärmenetz wird ab Inbetriebnahme ununterbrochen betrieben.

5.5 Weitere Anforderungen

- Zur Ortung von Leckagen kommt das System «Brandes» zum Einsatz. Ein Überwachungsgerät wird jeweils in der Wärmeübergabestation sowie der Netzverbindung «Telli» platziert. Bei weiterem Bedarf werden die Überwachungsgeräte vorzugsweise in öffentlichen Gebäuden stationiert. Aufgrund der vielen Hausstationen und den entsprechenden Ausschleifungen (Messdosen) sind genügend Stellen im Netz vorhanden um Leckagen genau zu orten.
- Die Hausstationen sind in PN16 auszuführen. Es empfiehlt sich eine sekundärseitige Einbindung des Brauchwarmwassers.

5.6 Systemgrenzen / Prinzipschema

- Auf der unteren Abbildung sind die Systemgrenzen des Projektes zu erkennen.
- Der Spitzenlastkessel wird im «Telli» realisiert

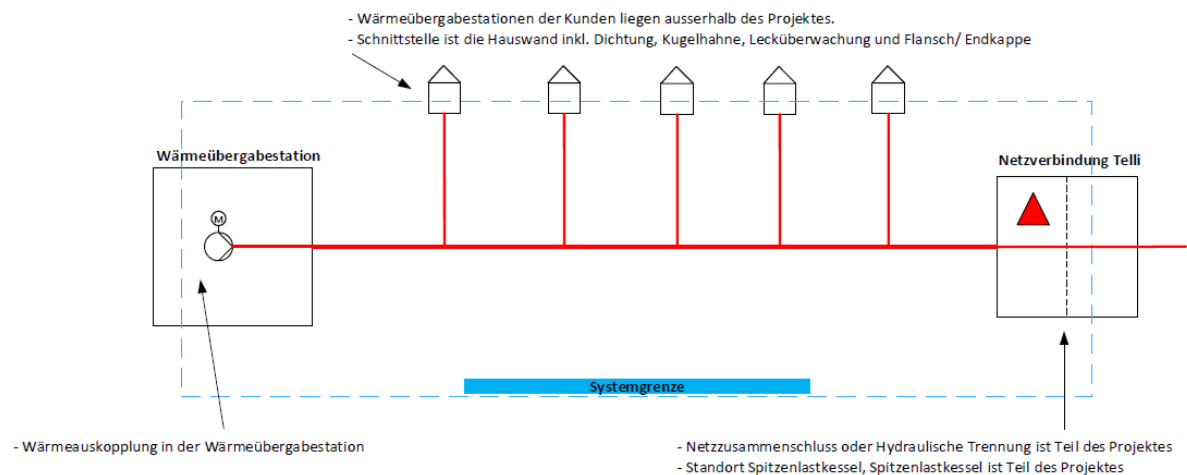


Abbildung 13: Systemgrenzen

6. HYDRAULISCHE MODELLIERUNG

Für das Wärmenetz «Buchs und Aarau-Rohr» wurden hydraulischen Rechenmodelle, auf Grundlage zweier Trassierungsvarianten Variante 1 und Variante 2 erzeugt. Mit dem Berechnungsprogramm STANET wurden insgesamt 6 Höchstlastfälle simuliert und das Netz anhand der jeweiligen Ergebnisse dimensioniert. Im Kapitel Wirtschaftlichkeit wurde ein ökonomisch optimiertes Gebiet ermittelt. Dieses Gebiet wurde auch simuliert.

Die geografische Lage sowie Höhe der Leitungen wurden auf Grundlage der durch den Tiefbau bereitgestellten DXF-Dateien modelliert. Diese enthielten neben den Trassierungsvarianten 1 und 2 auch eine Katasterkarte. Die darin enthaltenen Höhenkoten waren Anhaltspunkte zur Interpolation der Höhenlage der Netzknotenpunkte.

Die Trassierungsvarianten inkl. Dimensionen sind in den nachfolgenden **Anhängen** 19-24 dargestellt. Neben dem Verlauf der Transport- und Hauptleitungen unterscheiden sie sich auch im Verlauf einzelner Feinverteilungen.

- Vor- und Rücklauf haben die gleiche Nennweite
- Hauptleitung sowie Feinverteilung wurden simuliert
- Hausanschlüsse wurden nicht im Detail simuliert. Der zusätzliche Druckverlust dieser leitungsabschnitte ist aber über eine höher gewählte Rohrrauheit k berücksichtigt
- Es werden KMR -Leitungen mit Dämmstärke 2 verwendet
- Die kleinste Nennweite stellt ein KMR DN 25/110 dar, von kleineren Leitungen werden keine kostentechnischen Vorteile erwartet
- Das Netz wurde für den Höchstlastfall dimensioniert

Es wurden die Variante 1 sowie 2 der Hauptleitungsführung untersucht um den Einfluss auf die Feinverteilung zu ermitteln. Da Variante 1 die vielversprechendere Variante darstellt wurde diese genauer untersucht. Folgende Parameter wurden variiert; Vollausbau oder Optimierte Gebiet, Dimension der Hauptleitung, Leistung zum Gebiet «Telli», Anschlusswert an das KVA Netz, Gleichzeitigkeitsfaktor.

Folgende Varianten wurden simuliert.

Tabelle 8: Simulierte Varianten

Variante	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	2
Hauptleitungsführung Variante	1	1	1	1	1	2
Vollausbau / Optimierte Variante	Vollausbau	Vollausbau	Vollausbau	Optimierte Variante	Vollausbau	Vollausbau
Dimension Hauptleitung	DN200-DN100	DN150-DN100	DN200-DN125	DN200-DN150	DN250	DN200-DN125
Versorgung Telli [MW]	0	5	5	5	17*	0
Anschlusswert [MW]	10	15	15	12.5	26*	10
Gleichzeitigkeitsfaktor [%]	75	75	100	100	100	75

* Es wurde die maximal mögliche Leistung welche über eine DN250 Leitung ins «Telli» transportiert werden kann angenommen.

Folgende Überlegungen standen im Vordergrund.

- Der Einfluss der Gleichzeitigkeit auf die Dimensionierung
- Der Einfluss auf die Dimensionen der Hauptleitung durch die zusätzliche Versorgung von «Telli»
- Dimensionierung für Voll-/ und Teilausbau (Optimiertes Gebiet)

Anmerkung: Aufgrund der durchgeführten Hydraulikrechnungen und Kostenüberlegungen wurde schliesslich die Variante 1.5 verworfen und stattdessen eine Variante mit optimiertem Gebiet und durchgehender Hauptleitung DN200 gewählt. Die hydraulische Machbarkeit dieser Variante wurde in einer separaten Berechnung geprüft und ist nicht Bestandteil des vorliegenden Berichtes.

6.1 Druckhaltung

Es wurde von einer Vordruckhaltung ausgegangen.

6.2 Rohrrauheit

Es wurde mit einer Rohrrauheit k von 0.1 mm gerechnet. In dieser Rohrrauheit sind die Reibungsverluste durch Armaturen, Bögen sowie der Hausanschlussleitungen mit einkalkuliert.

6.3 Systemparameter

Für die hydraulische Berechnung wurden folgende Parameter eingesetzt.

Tabelle 9: Parameter

Bezeichnung	Wert	Einheit
Ruhedruck (Vordruck)	2.5	barü
erforderlicher Mindest-Differenzdruck an Übergabepunkten (Cluster)	2	bar
minimale Lufttemperatur	-13	°C
mittlere Lufttemperatur	-9,6	°C
Vorlauftemperatur	95	°C
Rücklauftemperatur	45	°C
Rauigkeit k	0,1	mm
Längenzuschlagsfaktor	0,1	–
Widerstandsbeiwert	0,025	–
Gleichzeitigkeitsfaktor	75/100	%
Max. spezifischer Druckverlust	200	Pa/m

6.3.1 Variante 1.1

In den eingespeisten Wärmemengen sind Wärmeverluste von ca. **336** kW enthalten. Das Netzvolumen beträgt **146** m³. Bei einer Vordruckhaltung von 2.5 bar(ü) wird eine Förderhöhe von 9.4 bar aufgebaut. Dies ist ohne Berücksichtigung interner Druckverluste, die u.a. in den Wärmeübertragern anfallen. Es ergibt sich ein maximaler Vorlaufdruck von ca. **11.9** bar(ü).

Tabelle 10: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Quelle	\dot{Q}	\dot{m}	TVL	TRL	p _{VL}	p _{RL}	Δp
	kW	t/h	°C	°C	bar(ü)	bar(ü)	bar
Auskopplung KVA	7'783	132	95.0	44.3	11.9	2.5	9.4

Tabelle 11: Dimensionierungsergebnisse

Nennweite	Einfache Trassenlänge [m]
DN 25	3'425.9
DN 32	2'245.7
DN 40	1'526.2
DN 50	2'957.1
DN 65	1'247.2
DN 80	582.8
DN 100	120.1
DN 125	489.0
DN 150	1.254.3
DN 200	545.3
Summe	14'393

6.3.2 Variante 1.2

Diese Variante geht von einem Anschlusswert von rund 15 MW aus, die bei einer Gleichzeitigkeit von 75% durch die Auskopplung der KVA und den Spitzenlastkessel Telli gedeckt werden. Der Netzteil Telli wird versorgt.

Bei der Dimensionierung wurde auch berücksichtigt, dass 5 MW vom Spitzenlastkessel in das Netz «Buchs und Aarau-Rohr» eingespeist werden können. Dazu wurde ein weiterer Lastfall simuliert, bei dem ca. 8,75 MW durch den Spitzenlastkessel eingespeist werden («Telli» 3.75 MW, 75% Gleichzeitigkeitsfaktor). Das wirkt sich entsprechend auf die Nennweite der Hauptleitung am Nord-Westen des Netzes aus, gewährleistet aber eine gewisse Redundanz bei Störfällen.

In den eingespeisten Wärmemengen sind Wärmeverluste von ca. **410** kW enthalten. Das Netzvolumen beträgt **154** m³. Bei einer Vordruckhaltung von 2.5 bar(ü) wird eine Förderhöhe von 10.2 bar aufgebaut. Dies ist ohne Berücksichtigung interner Druckverluste, die u.a. in den Wärmeübertragern anfallen. Es ergibt sich ein maximaler Vorlaufdruck von ca. **12.7** bar(ü).

Tabelle 12: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Quelle	\dot{Q}	\dot{m}	TVL	TRL	p _{VL}	p _{RL}	Δp
	kW	t/h	°C	°C	bar(ü)	bar(ü)	bar
Auskopplung KVA	6'606	112	95	44.3	12.7	2.5	10.2
Spitzenlastkessel («Telli»)	5'000	85	95	44.2	11.3	6.3	5

Tabelle 13: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Nennweite	Einfache Trassenlänge [m]
DN 25	3'335.8
DN 32	2'335.8
DN 40	1'392.0
DN 50	2'876.4
DN 65	698.3
DN 80	582.8
DN 100	309.7
DN 125	1'435.7
DN 150	1'768.3
DN 200	0
Summe	14'735

6.3.3 Variante 1.3

Diese Variante geht von einem Anschlusswert von rund 15 MW aus, die bei einer Gleichzeitigkeit von 100% durch die Auskopplung der KVA und den Spitzenlastkessel Telli gedeckt werden. Der Netzteil Telli wird ebenfalls mit einer Gleichzeitigkeit von 100% versorgt.

Bei der Dimensionierung wurde auch berücksichtigt, dass 5 MW vom Spitzenlastkessel in das Netz «Buchs und Aarau-Rohr» eingespeist werden können. Dazu wurden rund 10 MW vom Spitzenlastkessel in das Netz «Buchs und Aarau-Rohr» eingespeist. Das wirkt sich entsprechend auf die Nennweite der Hauptleitung am Nord-Westen des Netzes aus, gewährleistet aber eine gewisse Redundanz bei Störfällen.

In den eingespeisten Wärmemengen sind Wärmeverluste von ca. **350** kW enthalten. Das Netzvolumen beträgt **210** m³. Bei einer Vordruckhaltung von 2.5 bar(ü) wird eine Förderhöhe von 8.7 bar aufgebaut. Dies ist ohne Berücksichtigung interner Druckverluste, die u.a. in den Wärmeübertragern anfallen. Es ergibt sich ein maximaler Vorlaufdruck von ca. **11.2** bar(ü).

Tabelle 14: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Quelle	\dot{Q}	\dot{m}	TVL	TRL	p _{VL}	p _{RL}	Δp
	kW	t/h	°C	°C	bar(ü)	bar(ü)	bar
Auskopplung KVA	10'279	175	95	44.5	11.2	2.5	8.7
Spitzenlastkessel («Telli»)	5'000	86	95	45	10	6.1	3.9

Tabelle 15: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Nennweite	Einfache Trassenlänge [m]
DN 25	2'678.5
DN 32	2'938.0
DN 40	785.9
DN 50	2'215.5
DN 65	2'020.4
DN 80	123'8
DN 100	528.5
DN 125	562.4
DN 150	1'825.6
DN 200	1'056.2
Summe	14'735

In den folgenden Abbildungen ist der spezifische Druckverlust bei Höchstlast im dimensionierten Netz sowie das Druckdiagramm (der Verlauf des berechneten Überdrucks) zu sehen. Der rechnerische Netzschlechtput – also der Übergabepunkt mit dem niedrigsten Differenzdruck – befindet sich im Nordosten des Modells (siehe dazu das rote Kreuz in der Abbildung). Die Nennweiten der verschiedenen Leitungsstücken sind im Anhang 21 abgebildet.



Abbildung 14: spezifische Druckverluste für Variante 1.3

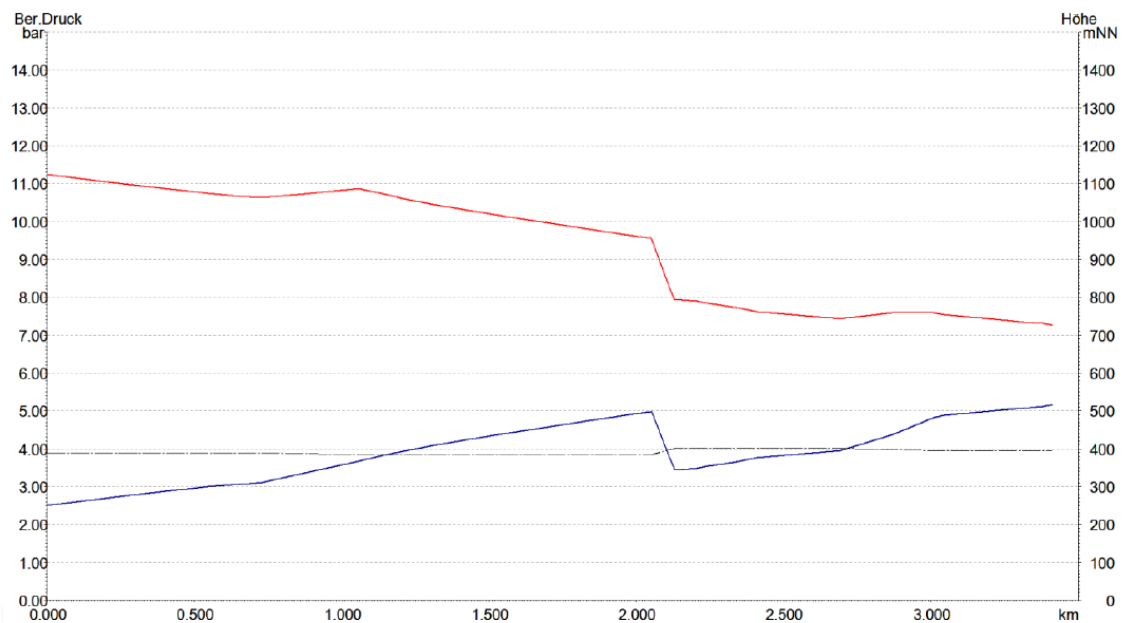


Abbildung 15: Druckverlauf der Variante 1.3 für Vor- und Rücklauf, Bei ca. 2 km gibt es einen Druckabfall verursacht durch einen Dimensionssprung von DN150 auf DN125

6.3.4 Variante 1.4 Optimiertes Gebiet

Die optimierte Variante basiert auf den Resultaten des Kapitel Wirtschaftlichkeit. Dabei wurden die unwirtschaftlichen Cluster weggelassen.

Im ersten berechneten Lastfall ist der Spitzenlastkessel nicht in Betrieb, sodass der gesamte Bedarf (inklusive des Bedarfs Telli) durch die Auskopplung KVA gedeckt wird. Im zweiten Fall speist der Spitzenlastkessel 5 MW in das Netz «Buchs und Aarau-Rohr» ein.

In den eingespeisten Wärmemengen sind Wärmeverluste von ca. **244** kW enthalten. Die Wärmeverluste fallen geringer aus, da die Feinverteilungen der unrentablen Cluster weggelassen wurden.

Das Netzvolumen beträgt **237** m³. Bei einer Vordruckhaltung von 2.5 bar(ü) wird eine Förderhöhe von 5.3 bar aufgebaut. Dies ist ohne Berücksichtigung interner Druckverluste, die u.a. in den Wärmeübertragern anfallen. Es ergibt sich ein maximaler Vorlaufdruck von ca. **7.8** bar(ü).

Tabelle 16: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Quelle	\dot{Q} kW	\dot{m} t/h	TVL °C	TRL °C	p _{VL} bar(ü)	p _{RL} bar(ü)	Δp bar
Auskopplung KVA	7'735	132	95	44.5	7.8	2.5	5.3
Spitzenlast- kessel («Telli»)	5'000	86	95	45.0	8.3	4.4	3.9

Tabelle 17: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Nennweite	Einfache Trassenlänge [m]
DN 25	1061.8
DN 32	248.6
DN 40	708.3
DN 50	1'866.1
DN 65	1'028.2
DN 80	123.8
DN 100	528.5
DN 125	0
DN 150	1'113.2
DN 200	2'330.6
Summe	9'009

In den folgenden Abbildungen ist der spezifische Druckverlust bei Höchstlast im dimensionierten Netz sowie das Druckdiagramm (der Verlauf des berechneten Überdrucks) zu sehen.

Der rechnerische Netzschlechtstpunkt – also der Übergabepunkt mit dem niedrigsten Differenzdruck – befindet sich im Nordosten des Modells (siehe dazu das rote Kreuz in der Abbildung).

Die Nennweiten der verschiedenen Leitungsstücken sind im Anhang 22 abgebildet.

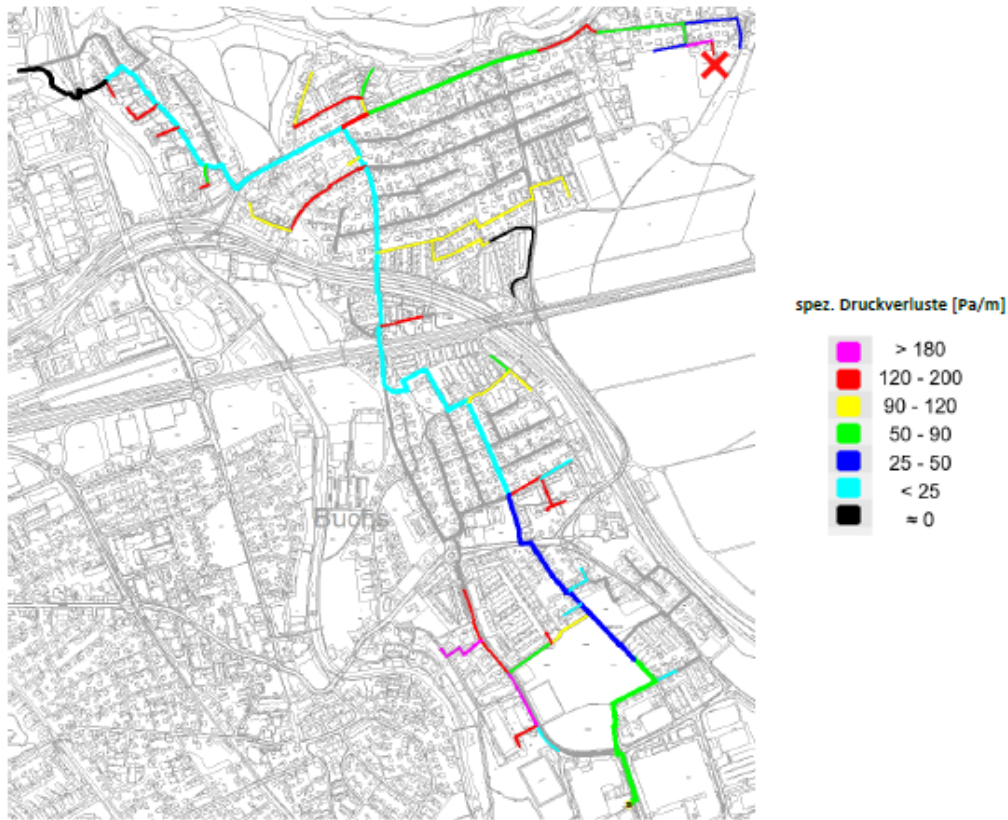


Abbildung 16: spezifischer Druckverlust für Variante 1.4

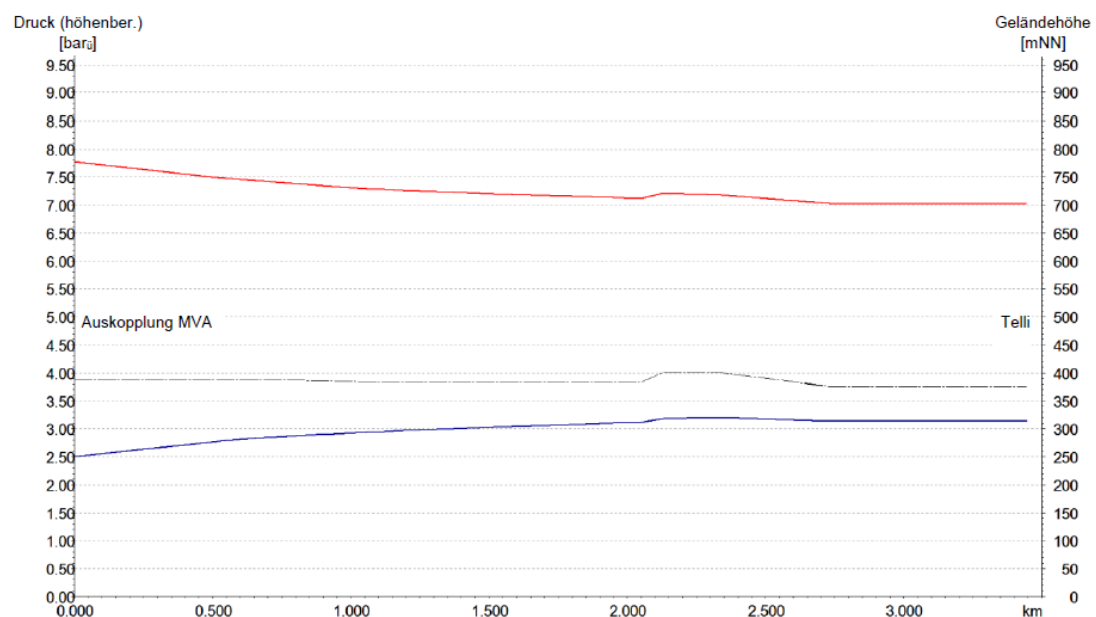


Abbildung 17: Druckverlauf der Variante 1.4 für Vor- und Rücklauf mit Höhenlage. Der Druckabfall fällt aufgrund der grösseren Leitung, gegenüber Variante 1.3 geringer aus.

6.3.5 Variante 1.5 Vollausbau, Hauptleitung DN250

Abgesehen von der Dimensionierung des Verteilnetzes war das Ziel dieser Simulation, die maximale Wärmemenge zu ermitteln, die bei Vollausbau von der Auskoppelung der KVA über die Hauptleitung (DN250), nach «Telli» transportiert werden kann. Entscheidend dafür ist die verfügbare Förderhöhe, die durch den Ruhedruck und den maximal zulässigen Betriebsdruck begrenzt wird.

Bei der Dimensionierung wurde berücksichtigt, dass 5 MW vom Netz «Telli» in das Netz «Buchs und Aarau-Rohr» eingespeist werden können. Dazu wurde ein Lastfall simuliert, bei dem ca. 8.75 MW durch den Spitzenlastkessel eingespeist werden. (5 MW welche in das Netz «Buchs und Aarau-Rohr» gespeist werden.)

- DN250: Bei einer Förderhöhe von 11.2 bar, bei der Netzverbindung, können 17 MW nebst der Vollversorgung des Gebietes «Buchs und Aarau-Rohr» nach «Telli» transportiert werden. Dies würde eine Wärmeleistung von 26 MW am Standort der Wärmeübergabestation erfordern.

In den eingespeisten Wärmemengen sind Wärmeverluste von ca. **357** kW enthalten. Das Netzvolumen beträgt **418** m³. Bei einer Vordruckhaltung von 2.5 bar(ü) wird eine Förderhöhe von 11.2 bar aufgebaut. Dies ist ohne Berücksichtigung interner Druckverluste, die u.a. in den Wärmeübertragern anfallen. Es ergibt sich ein maximaler Vorlaufdruck von ca. **13.7** bar(ü).

- DN200: Würde die Hauptleitung durchgehend aus einer Leitung DN200 bestehen, könnten 6.8 MW nebst der Vollversorgung ins Gebiet «Telli» transportiert werden.

Tabelle 18: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Quelle	Q	m	TVL	TRL	p _{VL}	p _{RL}	Δp
	kW	t/h	°C	°C	bar(ü)	bar(ü)	bar
Auskopplung KVA	26'392	452	95	44.8	13.7	2.5	11.2
Abnahme («Telli»)	-17'000	293	94.8	45	10.3	8.3	2

Tabelle 19: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Nennweite	Einfache Trassenlänge [m]
DN 25	3'177.4
DN 32	2'502.8
DN 40	874.3
DN 50	2'874.7
DN 65	1'101.2
DN 80	123.8
DN 100	528.5
DN 125	0
DN 150	0
DN 200	0
DN 250	3'447.9
Summe	14'630

In den folgenden Abbildungen ist der spezifische Druckverlust bei Höchstlast im dimensionierten Netz sowie das Druckdiagramm (der Verlauf des berechneten Überdrucks) zu sehen. Der rechnerische Netzschlecht­punkt – also der Übergabepunkt mit dem niedrigsten Differenzdruck – befindet sich am Standort «Telli» (siehe dazu das rote Kreuz in der Abbildung). Die Nennweiten der verschiedenen Leitungsstücken sind im Anhang 23 abgebildet.

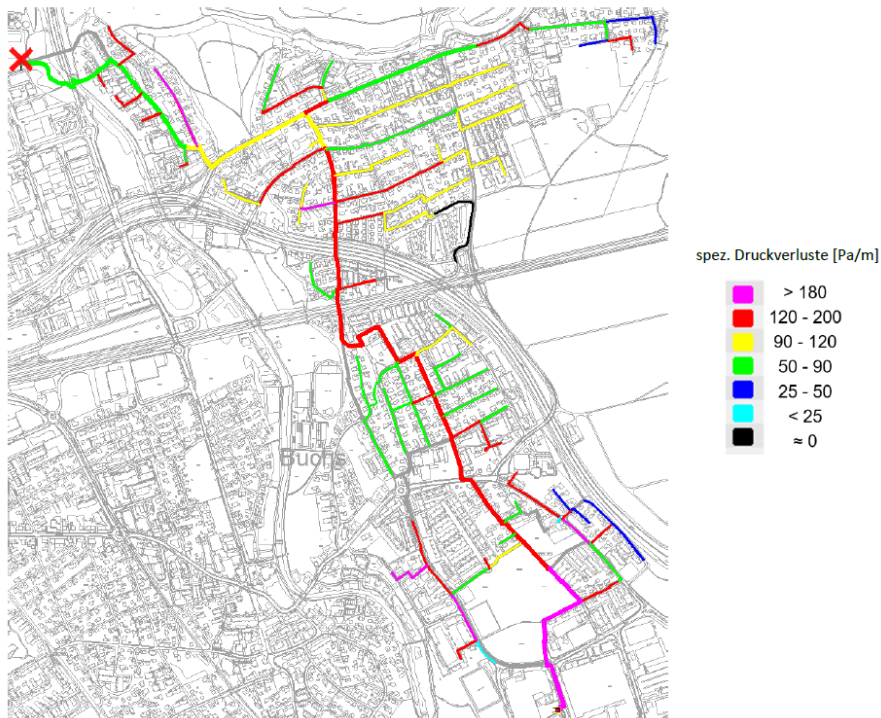


Abbildung 18: spezifischer Druckverlust für Variante 1.5

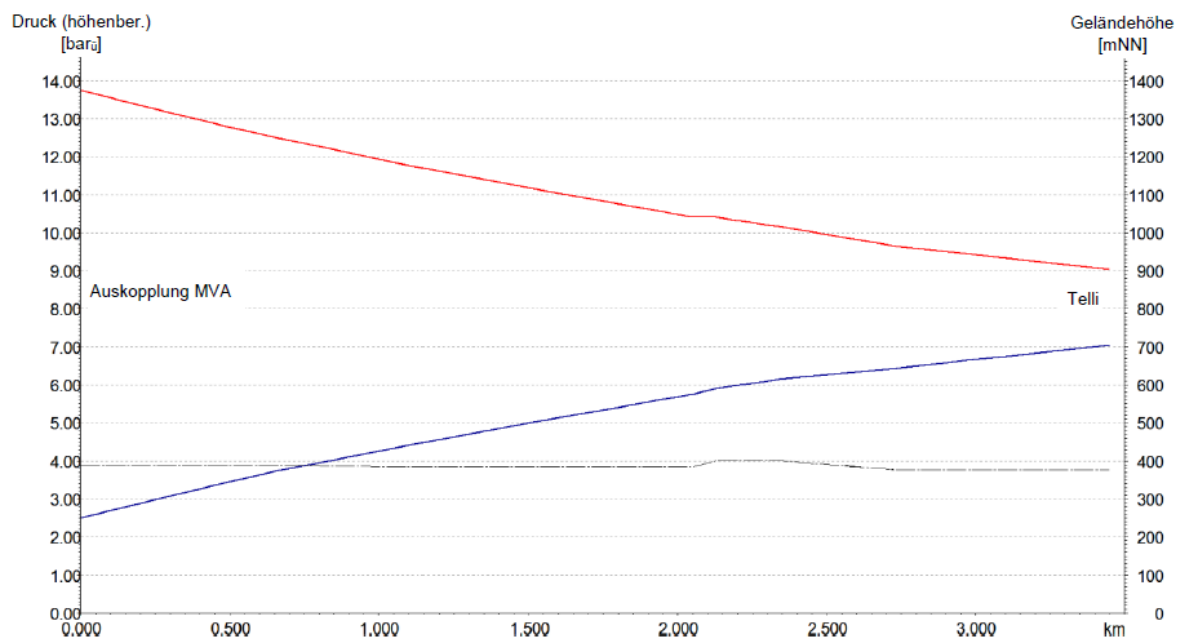


Abbildung 19: Druckverlauf der Variante 1.5 für Vor- und Rücklauf mit Höhenlage

6.3.6 Variante 2

Diese Variante simuliert die Hauptleitungsführung 2. In den eingespeisten Wärmemengen sind Wärmeverluste von ca. **321 kW** enthalten. Das Netzvolumen beträgt **146 m³**.

Bei einer Vordruckhaltung von 2.5 bar(ü) wird eine Förderhöhe von 8.8 bar aufgebaut. Dies ist ohne Berücksichtigung interner Druckverluste, die u.a. in den Wärmeübertragern anfallen. Es ergibt sich ein maximaler Vorlaufdruck von ca. **11.3 bar(ü)**.

Die Feinverteilung der Variante 2 hat höhere Nennweiten als in Variante 1 bei fast gleich grossen Netzgrösse. Daraus resultieren höhere Investitionskosten im Bau der Feinverteilungen.

Tabelle 20: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Quelle	\dot{Q}	\dot{m}	TVL	TRL	p _{VL}	p _{RL}	Δp
	kW	t/h	°C	°C	bar(ü)	bar(ü)	bar
Auskopplung KVA	7'768	132	95.0	44.4	11.3	2.5	8.8

Tabelle 21: Wesentliche Parameter für Netzberechnung

Nennweite	Einfache Trassenlänge [m]
DN 25	2'879.8
DN 32	2'084.2
DN 40	1'287.8
DN 50	3'106.0
DN 65	1'259.6
DN 80	705.6
DN 100	328.1
DN 125	743.8
DN 150	809.3
DN 200	549.6
Summe	13'753

In den folgenden Abbildungen ist der spezifische Druckverlust bei Höchstlast im dimensionierten Netz sowie das Druckdiagramm (der Verlauf des berechneten Überdrucks) zu sehen. Der rechnerische Netzschlecht­punkt – also der Übergabepunkt mit dem niedrigsten Differenzdruck von 2,0 bar – befindet sich im Nordosten des Modells (siehe dazu das rote Kreuz in der Abbildung). Die Nennweiten der verschiedenen Leitungsstücken sind im Anhang 24 abgebildet.

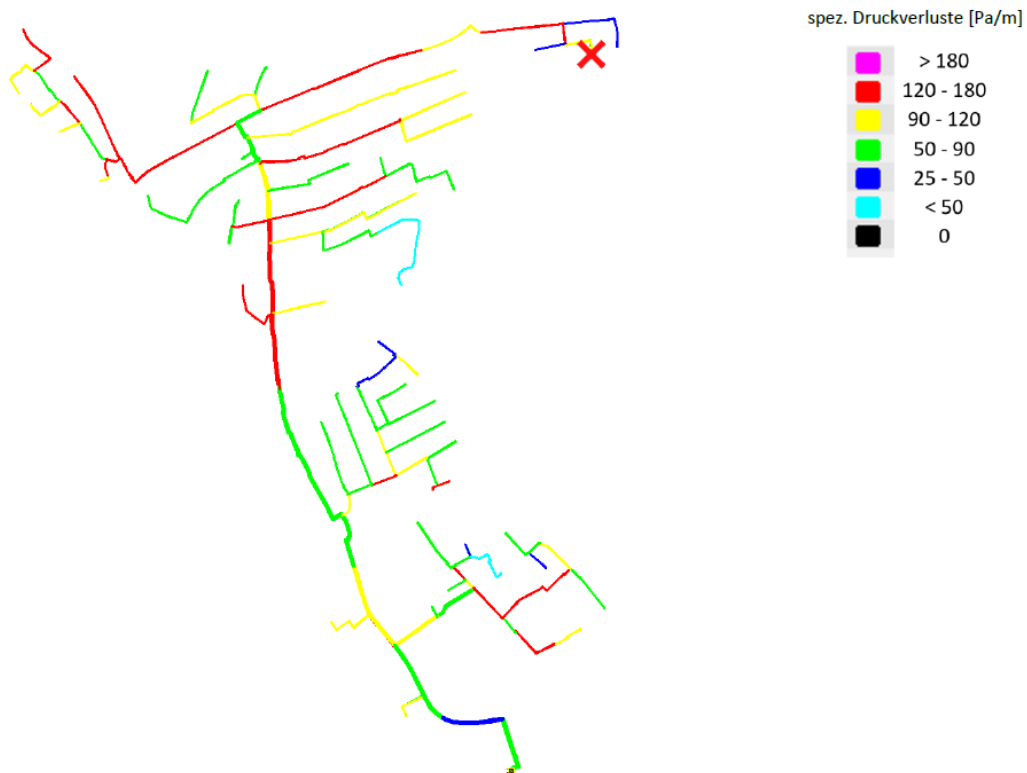


Abbildung 20: spezifischer Druckverlust für Variante 2

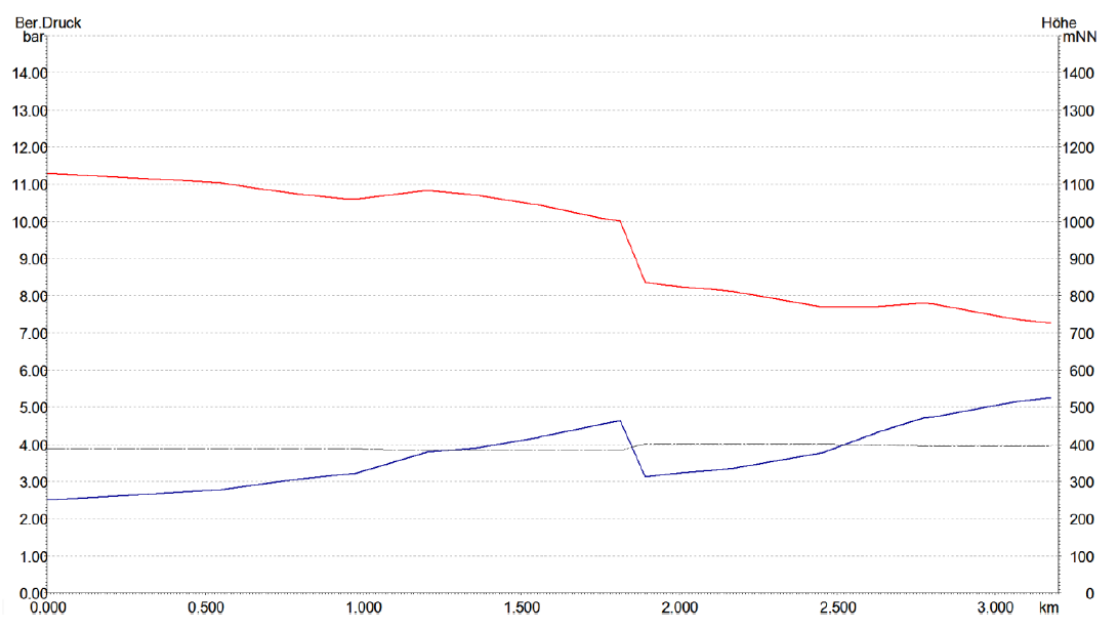


Abbildung 21: Druckverlauf der Variante 2 für Vor- und Rücklauf mit Höhenlage. Bei ca. 2 km gibt es einen Druckabfall durch einen Dimensionssprung von DN150 auf DN125

6.3.7 *Folgerung*

- Ein Nenndruck von PN16 genügt den Anforderungen des Netzes.
- Die bestehenden Netze in der Umgebung sind auch auf PN16 ausgelegt, somit ist auch ein Zusammenschluss der Netze möglich.
- Die Feinverteilung (Vollausbau) der Variante 1 hat kleinere Nennweiten gegenüber Variante 2 bei ähnlicher Netzlänge im Bereich der Etappe 1 und 2. Die Erschliessung der gleichen Gebiete ist mit kleineren Leitungen möglich in Variante 1. Die Cluster werden mit Variante 1 optimaler erschlossen.
- Das Netz wurde auf den Höchstlastfall (Winter) im Endausbau ausgelegt, es ist auch im Sommer (Schwachlastfall) sowie auch in Teilausbaustufen betreibbar.

7. AUSLEGUNG PUMPEN

Für die verschiedenen Varianten in Kapitel 6 wurden die Netzpumpen ausgelegt. Die Netzpumpen befinden sich am Standort Wynenfeld sowie am Standort «Telli» (Spitzenlastkessel). Sie sind folgend für die verschiedenen Varianten aufgelistet.

Tabelle 22: Annahmen

Wirkungsgrad Pumpe η_p	Wirkungsgrad Motor η_m	Medium
0.75	0.93	Wasser (ohne Frostschutzmittel)

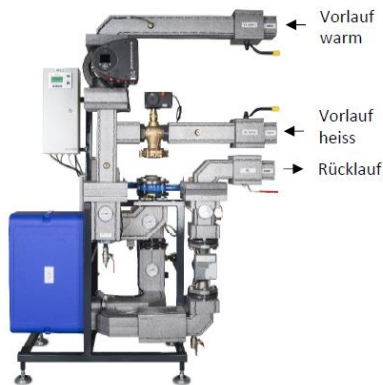
Tabelle 23: Auslegung Pumpen für die verschiedenen hydraulischen Varianten

Variante	m	TVL / TRL	T Mittel	Δd	Förderhöhe H _{ges}	Pumpen- leistung	Leistung Motor
	t/h	°C	°C	bar	m	kW	kW
1.1 KVA	132	95/45	70	9.4	98.0	34.5	55
1.2 KVA	112	95/45	70	10.2	106.3	31.7	55
1.2 Telli	85	95/45	70	5.0	52.1	11.8	18.5
1.3 KVA	175	95/45	70	8.7	90.7	42.3	75
1.3 Telli	86	95/45	70	3.9	40.6	9.32	15
1.4 KVA	132	95/45	70	5.3	55.2	19.4	30
1.4 Telli	86	95/45	70	3.9	40.6	9.32	15
1.5 KVA	452	95/45	70	11.2	116.7	140.6	200
1.5 Telli	293	95/45	70	2.0	20.8	16.3	30
2 KVA	132	95/45	70	8.8	91.7	32.3	55

8. ABSENKUNG RÜCKLAUFTEMPERATUREN

Eine Absenkung von Rücklauftemperaturen macht vor allem dann Sinn, wenn dadurch standortgebundene erneuerbare Energien oder Abwärmequellen mit tiefem Temperaturniveau als Wärmequellen genutzt werden können. Im folgenden Kapitel sind Funktionsprinzip und Massnahmen hierfür dargestellt.

8.1 Funktionsprinzip Dreileiter



Mit einem Dreileitersystem wird der Rücklauf des Fernwärmenetzes (in der Abbildung als „Vorlauf warm“ bezeichnet) als Vorlauf für Wärmeverbraucher mit niedrigen Vorlauftemperaturen genutzt. Ist die Temperatur des Rücklaufes aus dem Netz nicht genügend, so wird durch Zumischung von Vorlaufwasser der Fernwärme („Vorlauf heiss“) die Temperatur angehoben.

Vorteile:

- + Tiefere Rücklauftemperaturen
- + Hydraulische Entlastung des Netzes

Abbildung 22: Funktionsprinzip

8.2 Vorschlag / Definition Temperaturen für Umsetzung

Bisher:

- Max. Heizwassertemperatur Vor-/Rücklauf: 65/50 °C

Vorschlag:

- Max. Heizwassertemperatur Vor-/Rücklauf Neu-/Umbauten Fussbodenheizung*: 35/25 °C
- Max. Heizwassertemperatur Vor-/Rücklauf Neu-/Umbauten Heizkörper: 50/40 °C
- Max. Heizwassertemperatur Vor-/Rücklauf Bestandsbau: 65/50 °C

*Die Vorlauftemperaturen für neue oder ersetzte Wärmeabgabesysteme dürfen bei der massgebenden Aussentemperatur höchsten 50 °C, bei Fussbodenheizung 35 °C betragen.

8.3 Hydraulische Schaltungen

Es sind hydraulische Schaltungen anzuwenden, die unter keinen Umständen die Systemrücklauf-temperatur der Energieerzeugungsanlage anheben. Die primär- und sekundärseitige Hauszentrale und -anlage darf keine hydraulischen Kurzschlüsse zwischen Vor- und Rücklauf besitzen. Das heisst, dass folgende Einrichtungen nicht geeignet sind:

- Offene Expansionsgefässe
- Doppelverteiler (Rohr in Rohr, Vierkant)
- By-Pässe (auf Verteiler, bei Verbrauchern etc.)
- Überstromregler und -ventile zwischen Vor- und Rücklauf
- Einspritzschaltungen mit Dreiwegventilen
- Umlenkschaltungen mit Dreiwegventilen
- Vierwegmischer

9. SPEICHER

9.1 Möglichkeiten zur Wärmespeicherung

Für die Wärmespeicherung in Fernwärmenetzen haben sich sensible Wärmespeicher mit Wasser als Medium durchgesetzt. Stand der Technik zur Ausführung dieser Speicher sind Stahltanks, Grubenspeicher oder geologische Speicher (Aquifere). Die Ausführung der Wärmespeicher in Form von Stahltanks ist im schweizerischen Umfeld die geeignetste Lösung. Stahltanks sind Stand der Technik und weltweit tausendfach in Betrieb. Sie zeichnen sich durch Robustheit und durch geringen Wartungsaufwand aus. Grubenspeicher und Aquifere eignen sich in der Schweiz nur in Ausnahmefällen.

Die Einbindung der Wärmespeicher in das Netz kann auf unterschiedliche Weise erfolgen: Ist der Speicher in unmittelbarer Nähe des Erzeugers platziert, erfolgt im Normalfall keine hydraulische Trennung. Ist der Wärmespeicher hingegen dezentral im Fernwärmenetz platziert oder wird der Speicher auf einem anderen Druckniveau betrieben, so wird der Wärmespeicher hydraulisch vom Fernwärmesystem getrennt und über Kontrollventile bzw. Versorgungs- und Rückförderpumpen mit dem Netz verbunden.

9.2 Die Aufgabe von Wärmespeichern in integrierten Energiesystemen

Wärmespeicher in einem Fernwärmesystem erfüllen die folgenden Aufgaben:

- Speicherung von Wärme in Zeiten mit geringem Wärmebedarf und geringen Erzeugungskosten
- Abgabe von Wärme in Spitzenlastzeiten oder bei Ausfall der Erzeugung
- Hydraulische Entlastung von Hauptleitungen durch dezentrale Speicherung
- Speicherung von Wärme, generiert aus überschüssigem Strom aus regenerierbaren Quellen (Sonne, Wind), mittels Elektroboilern oder Wärmepumpen

9.3 Speicher für das Netz Buchs und Aarau-Rohr

Im Fernwärmeparameter Buchs und Aarau-Rohr wurde die Transportleistung ausreichend gross dimensioniert, um auch bei hohem Wärmebedarf die benötigte Leistung zu liefern. Die Mehrkosten dafür sind verhältnismässig gering. Mit Abwärme ab KVA und einer dezentralen Spitzenlastabdeckung mit Gas ergibt sich zudem eine genügende und relativ kostengünstige Wärmeerzeugung.

Die Investitionskosten für als Druckbehälter ausgeführte Wärmespeicher von 200 bis 1000 m³ bewegen sich in der Schweiz im Bereich von 18'000 bis 25'000 CHF/MWh. Diese Kosten sind im Fall des Netzes «Buchs und Aarau-Rohr» tendenziell höher als die grössere Leitungsdimension der Hauptleitung und der Bau eines Spitzenlastkessels. Ein dezentraler Speicher ist daher nach ersten Abschätzungen nicht wirtschaftlich kompetitiv.

10. WÄRMEÜBERGABESTATION

Die Wärmequelle des Netzes befindet sich in der Umformer Station im Süden des geplanten Netzes. Der Ausbau dieser Umformer Station ist in zwei Etappen geplant.

Das Transportnetz seitens KVA führt Heisswasser mit einer Vorlauftemperatur von 105 °C. Bei der Übergabe kommen Heisswasser-/Warmwasser-Wärmetauscher (Rohrbündel) zum Einsatz. Die Aufstellung der beiden Etappen sind im Anhang 17,18 zu finden.

Auf der unteren Abbildung ist das Konzept der Wärmeübergabe in der Wärmeübergabestation (Wy-nenfeld) vor und nach 2022 zu sehen. In einer ersten Etappe wird die Wärme aus dem Kondensat des Kantonsitals (KSA) gewonnen. Danach durch Fernwärme.

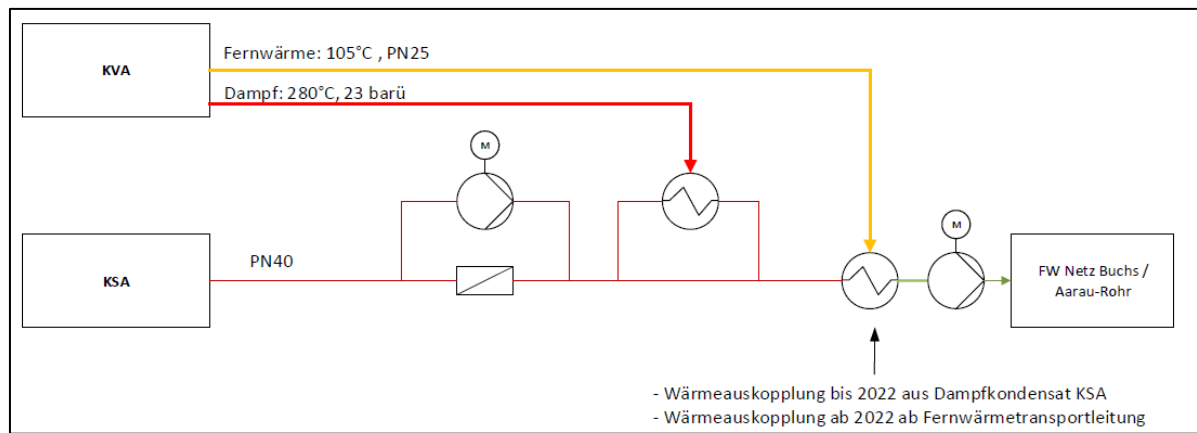


Abbildung 23: Schema der Wärmeübergabe ab KSA und KVA

10.1 Etappe 1: Wärmeübergabestation FW «Buchs und Aarau-Rohr», 5.0 MW bis 2022

- Die Wärme wird aus dem Kondensat der KSA bezogen.
- Die Wärmezentrale besteht aus folgenden Komponenten:

Primärseite:

- 1 Heisswasser-/Warmwasser-Wärmetauscher (Rohrbündel) 5.0 MW
- Alle erforderlichen Sicherheits- und Absperrarmaturen
- Komplettes primärseitiges Rohrleitungssystem inkl. allen erforderlichen Rohrbogen, Formstücke, Flanschen, und Wärmedämmung
- Alle erforderlichen EMSR-Feldgeräte

Sekundärseite:

- Druckexpansionsanlage und Ausdehnungsgefässe
- Fernwärme-Pumpengruppe mit 2 Pumpen für FU-Betrieb
- Komplettes sekundärseitiges Rohrleitungssystem inkl. allen erforderlichen Rohrbogen, Formstücke,
- Flanschen, und Wärmedämmung

EMSR-Technik:

- E-Technik Hardware

10.2 Etappe 2: Wärmeübergabestation FW «Buchs und Aarau-Rohr», 10 MW nach 2022

- Die Wärme wird aus dem neu zu bauenden Fernwärmetransportnetz der KVA (Heisswasser 105 °C) bezogen.
- Die Wärmezentrale wird mit folgenden Komponenten ergänzt:

Primärseite:

- 1 Heisswasser-/Warmwasser-Wärmetauscher (Rohrbündel) 5.0 MW
- Alle erforderlichen Sicherheits- und Absperrarmaturen
- Komplettes primärseitiges Rohrleitungssystem inkl. allen erforderlichen Rohrbogen, Formstücke, Flanschen, und Wärmedämmung
- Alle erforderlichen EMSR-Feldgeräte

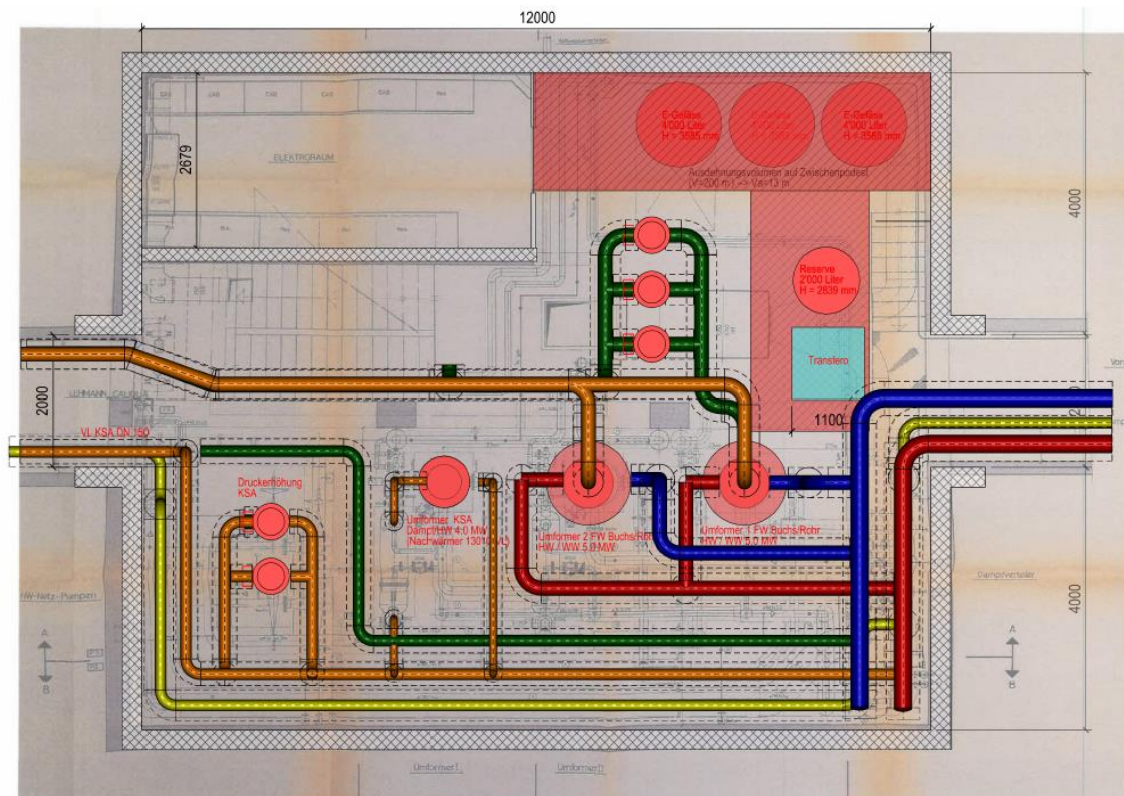


Abbildung 24: Layout der Wärmeübergabestation im Endausbau

11. NETZZUSAMMENSCHLUSS «TELLI» «BUCHS UND AARAU-ROHR»

Für den Netzzusammenschluss kommen zwei Konzepte in Frage, welche immer in Kombination mit einem Spitzenlastkessel zu sehen sind. Der Gaskessel dient als Spitzenlastkessel für das Gebiet «Telli». Dem Gebiet «Buchs und Aarau-Rohr» dient der Kessel als Redundanz. Die Prozessflussdiagramme der beiden Konzepte sind in den Anhängen 25 und 26 zu finden.

11.1 Hydraulische Trennung

Die Hydraulische Trennung separiert beide Netze und verhindert einen Druckausgleich. In dieser Variante vermischen sich die Medien der beiden Netze nicht. Die beiden Wärmetauscher wurden aufgrund der Redundanz mit eingeplant.

- Position Spitzenlastkessel auf Seite Buchs und Aarau-Rohr
- Platzbedarf: Spitzenlastkessel (Annahme 6 MW) ca. 200 m³ (11x4.5x4)

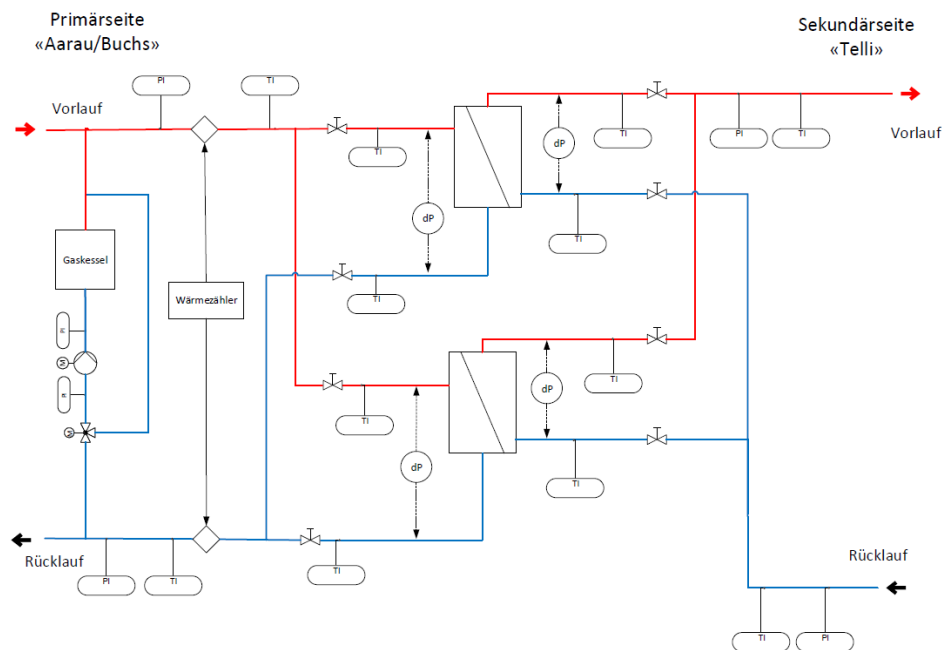


Abbildung 25: Hydraulische Trennung

11.2 Temperatur Reduktionsstation (Mischstation)

Bei der Temperatur Reduktionsstation vermischen sich die Medien beider Netze. Dem Vorlauf mit höheren Temperaturen des Netzes «Buchs und Aarau-Rohr» wird der Rücklauf des Netzes «Telli» beigemischt. Als Sicherheitsvorkehrung um eine Überschreitung der maximal zulässigen Betriebstemperatur im Netz «Telli» zu verhindern wird ein Notventil verbaut. Überschreiten die Temperaturen im Netz «Telli» 95 °C schliesst das Notventil.

- Position Spitzenlastkessel Seite «Buchs und Aarau-Rohr»
- Platzbedarf: Spitzenlastkessel (Annahme 6 MW) ca. 200 m³ (11x4.5x4)

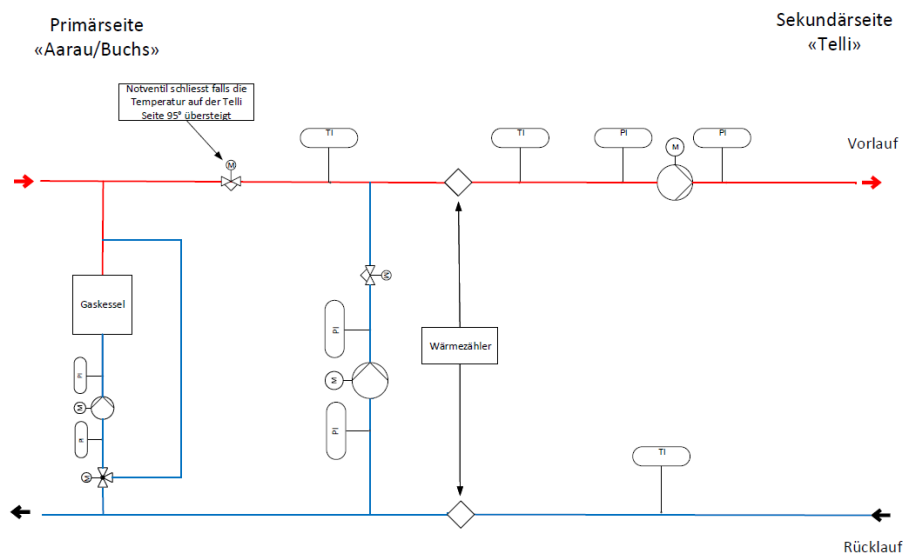


Abbildung 26: Temperatur Reduktionsstation (Mischstation)

Nachfolgend sind die Vor- und Nachteile der beiden Varianten aufgezeigt.

Vorteile Hydraulische Trennung:

- Hoher Temperaturunterschied zwischen den beiden Netzen ermöglicht kleine Wärmetauscher
- Wasserqualität der beiden Netze beeinflussen sich nicht gegenseitig
- Keine Anpassungen in der Druckhaltung nötig

Nachteile Hydraulische Trennung:

- Höhere Kosten
- Wärmetauscher verursacht höhere Pumpenkosten im Netzwerk «Telli»
- Keine Redundanz in Wasseraufbereitung
- Temperaturverlust von ca. 2 °C über Wärmetauscher
- Teilnetze brauchen jeweils einzelne Druckhaltungen, Expansionsgefässe sowie Nachspeisungen

11.3 Fazit

Um den Netzzusammenschluss final zu bewerten sollten in einem weiteren Planungsschritt die hydraulischen Modelle der beiden Netzwerke zusammengefügt werden. Die Druckverhältnisse in den Netzwerken am Standort «Telli» müssen genauer untersucht werden. Im Falle einer Temperatur Reduktionsstation müssen die Druckhaltung, die Expansion sowie die Pumpen der beiden Netzwerke aufeinander abgestimmt werden.

12. WIRTSCHAFTLICHKEIT

12.1 Investitionskosten

Die Kosten wurden jeweils für den Rohrleitungsbau sowie den Tiefbau ermittelt.

Die Investitionskosten für das Netz setzen sich wie folgt zusammen:

- Netz: Hauptleitung, Feinverteilung, Hausanschlussleitungen
- 10 Meter Verrohrung hausintern
- Investitionskosten der Wärmeübergabestation «Umformer Station» (zwei Ausbaustapen)

Zusätzlich wurden separat die Investitionskosten der Verbindung mit dem Netz «Telli» ermittelt.

12.2 Investitionskosten Wärmeübergabestation

- Basis der Kostenschätzung: Unternehmer- und Lieferantenofferten (Marktpreise) in CHF exkl. MwSt.
- Preisstand: Februar 2019, alle Kostenangaben exkl. MwSt.
- Genauigkeit der Kostenschätzung: $\pm 15\%$

Tabelle 24: Investitionskosten Wärmeübergabestation

Investitionskosten	
Wärmeübergabestation	CHF
Bis 2022, 5 MW	664'470
Nach 2022, 10 MW	431'900
Total	1'096'370

12.3 Investitionskosten Netzzusammenschluss «Telli» «Buchs und Aarau-Rohr» inkl. Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung in Telli

- Genauigkeit der Schätzung: $\pm 30\%$
- Verfahrenstechnik, Bautechnik, PLS, E-Installation sowie Planung eingerechnet
- Die hydraulische Trennung ist ca. 0.14 Mio. CHF teurer, da die Investitionen aufgrund der Wärmetauscher, Pumpen, Expansionsgefässe, EMSR sowie einer grösseren Zentrale höher sind.

Tabelle 25: Investitionskosten Verbindung Netz «Telli» und «Buchs und Aarau-Rohr»

Investitionskosten	
Netzverbindung	CHF
Variante Hydraulische Trennung inkl. Gaskessel zur Spitzenlastabdeckung in «Telli»	1'860'000
Variante Temperatur Reduktionsstation (Mischstation) inkl. Gaskessel zur Spitzenlastdeckung in «Telli»	1'720'000

12.4 Investitionskosten Fernwärmenetz

Für die Berechnung der Investitionskosten des Fernwärmenetzes wurden folgende Annahmen getroffen.

- Die Feinverteilung basiert auf hydraulischem Modell Variante 1.3

Für den Rohrleitungsbau wurden folgende Annahmen getroffen.

- Preise basierend auf Erfahrungswerten Ramboll AG
- Ausmassabschätzung anhand der vorliegenden Situationspläne
- Material: KMR verstärkt, Dämmstärke 2
- Es wurde mit 12 m Stangen gerechnet
- T-Stücke, Bögen 90°, Spezialbögen, Schweissnähte, Muffen eingerechnet
- 10% Aufschlag auf Rohrleitungsmaterial wegen nicht berücksichtigten Materialien
- Hausanschlussleitung, pro Haus 25 Trassenmeter
- Anschlussgrad bei Anz. Hausanschlussleitungen mitberücksichtigt
- Anzahl Hausanschlüsse Vollausbau 386
- Anzahl Hausanschlüsse Optimiertes Gebiet 163
- 10 Trassenmeter Verrohrung Hausintern
- Genauigkeit der Kostenschätzung: $\pm 15\%$

Tiefbau

- Preise basierend auf Erfahrungswerten Suisseplan AG
- Hauptleitung: Spriessung detailliert ermittelt, Preise detailliert ermittelt (Anhang 5)
- Feinverteilung: Preise basierend auf Trassenmeterpreis, 50% Spriessung in den Gräben
- Hausanschlussleitung: Preise basierend auf Trassenmeterpreis, 30% Spriessung in den Gräben

Genauigkeit der Kostenschätzung: $\pm 15\%$

12.4.1 Investitionskosten Vollausbau

Tabelle 26: Investitionskosten Vollausbau

Investitionskosten	Rohrleitungsbau	Tiefbau
Netz	Mio. CHF	Mio. CHF
Hauptleitung	1.30	5.94
Feinverteilung	1.93	5.99
Hauszuleitungen und Verrohrung intern	3.56	4.88
Planungsaufwand 10%	0.68	1.68
Summe	7.47	18.49
Total	25.96	

Tabelle 27: Preise pro Trassenmeter

	Trassenlänge	Kosten
	m	CHF/tm
Hauptleitung inkl. Feinverteilung	14'525	1'786
Hauptleitung inkl. Feinverteilung und Hausanschlüsse	24'163	1'074

12.4.2 Schlussfolgerung Vollausbau

Mit den ermittelten Investitionskosten des Vollausbau stellt sich die Frage, welche Cluster wirtschaftlich erschlossen werden können. Der Kostenanteil für Leitungsnetze (ohne Hausanschluss) von wirtschaftlichen Projekten liegt typischerweise zwischen 20 CHF/MWh und 30 CHF/MWh.

Annahmen:

- Abschreibung über 30 Jahre
- Kalkulationszinssatz 3%
- Annuitätenfaktor 5.1%

Daraus ergibt sich als grobe Regel, dass bei einem angestrebten Kostenanteil von 30 CHF/MWh die Investition für das Leitungsnetz unter 588 CHF/[MWh/a] liegen sollte. In der unteren Tabelle können die Kosten pro MWh/a der einzelnen Cluster entnommen werden.

Cluster welche Kosten über 700 CHF/[MWh/a] aufwiesen wurden ausgeschlossen.

Ausnahme sind Cluster welche:

- Öffentliche Gebäude enthalten
- Grosse Potenziale besitzen sowie einen alternative Anschlussmöglichkeit haben
- Nahe bei der Hauptleitung liegen

Tabelle 28: Kosten Cluster, orange Cluster ausgeschlossen

Cluster Nr.	CHF/[MWh/a]
1.11	435
1.12, 1.14, 1.23	530
1.13	516
1.21	414
1.22, 1.61	1543
1.41, 1.54	757
1.42, 1.53	1088
1.52	455
2.11	406
2.21	1381
3.11	488
3.21	882
3.12, 3.41	712
3.13	525
3.14, 3.72	463
3.15, 3.51	510
3.16, 3.24	535
3.17	398
3.22	1174
3.23, 3.71	477
3.25	1088
1.15,1.16,1.31,1.51,1.71,2.51,3.42	285

Das Resultat ist ein ökonomisch optimiertes Gebiet.

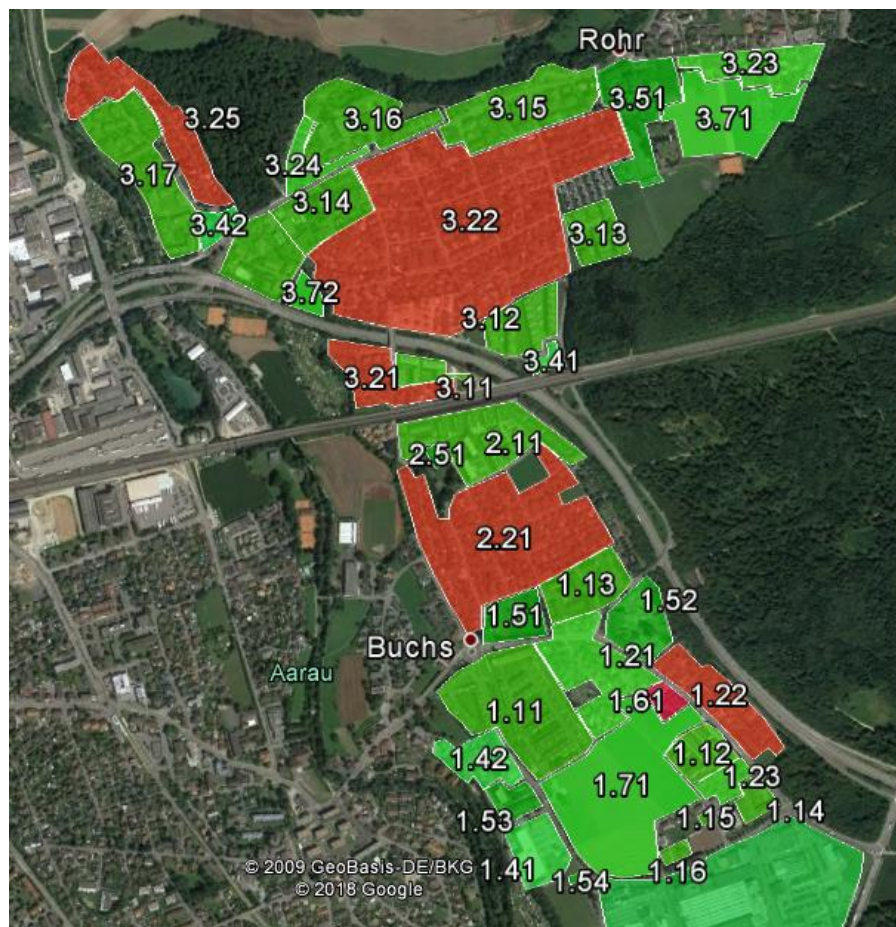


Abbildung 27: Optimiertes Gebiet: Die ausgeschlossenen Cluster sind rot zu erkennen.

12.4.3 Investitionskosten Optimiertes Gebiet

Tabelle 29: Investitionskosten Optimiertes Gebiet

Investitionskosten	Rohrleitungsbau	Tiefbau
Netz	Mio. CHF	Mio. CHF
Hauptleitung	1.30	5.94
Feinverteilung	1.04	2.94
Hauszuleitungen und Verrohrung intern	1.51	2.07
Planungsaufwand 10%	0.39	1.10
Summe	4.24	12.05
Total	16.29	

Tabelle 30: Preise pro Trassenmeter Optimiertes Gebiet

	Trassenlänge m	Kosten CHF/tm
Hauptleitung inkl. Feinverteilung	8'927	1'825
Hauptleitung inkl. Feinverteilung und Hausanschlüsse	13'002	1'253

12.4.4 Investitionskosten Optimiertes Gebiet / Hauptleitung durchgehend DN200

- Diese Variante besteht aus dem Optimierten Gebiet, mit dem Unterschied, dass die Hauptleitung durchgehend die Nennweite DN 200 hat.
- Die Hauptleitung würde zusätzlich zum Vollausbau des gesamten Gebietes den Transport von bis zu 6.8 MW ins Netz «Telli» ermöglichen.

Tabelle 31: Investitionskosten Optimiertes Gebiet / Hauptleitung DN200

Investitionskosten	Rohrleitungsbau	Tiefbau
Netz	Mio. CHF	Mio. CHF
Hauptleitung	1.51	6.1
Feinverteilung	1.04	2.94
Hauszuleitungen und Verrohrung intern	1.51	2.08
Planungsaufwand 10%	0.41	1.11
Summe	4.54	12.23
Total	16.77	

Tabelle 32: Preise pro Trassenmeter Optimiertes Gebiet / Hauptleitung DN200

	Trassenlänge	Kosten
	m	CHF/tm
Hauptleitung inkl. Feinverteilung	8'927	1'878
Hauptleitung inkl. Feinverteilung und Hausanschlüsse	13'002	1'290

12.4.5 Investitionskosten Optimiertes Gebiet / Hauptleitung durchgehend DN250

- Diese Variante besteht aus dem Optimierten Gebiet, mit dem Unterschied, dass die Hauptleitung durchgehend die Nennweite DN 250 hat. Diese Leitung würde im Vollausbau den maximalen Transport von 17 MW ins Netz «Telli» ermöglichen.

Tabelle 33: Investitionskosten Optimiertes Gebiet / Hauptleitung DN250

Investitionskosten	Rohrleitungsbau	Tiefbau
Netz	Mio. CHF	Mio. CHF
Hauptleitung	2.43	6.45
Feinverteilung	1.04	2.94
Hauszuleitungen und Verrohrung intern	1.51	2.08
Planungsaufwand 10%	0.50	1.15
Summe	5.48	12.62
Total	18.10	

Tabelle 34: Preise pro Trassenmeter Optimiertes Gebiet / Hauptleitung DN250

	Trassenlänge	Kosten
	m	CHF/tm
Hauptleitung inkl. Feinverteilung	8'927	2'027
Hauptleitung inkl. Feinverteilung und Hausanschlüsse	13'002	1'392

12.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wurde der Anteil der Netzkosten an den Gesteungskosten untersucht.

Um die Netzkosten zu ermitteln wurden folgende Annahmen getroffen.

- Optimiertes Gebiet als Grundlage
- Annahmen gemäss Kapitel Wirtschaftlichkeit
- Lebensdauer Netz 40 Jahre
- Lebensdauer Wärmeübergabestation 20 Jahre
- Kalkulationszinssatz 4%
- Jährliche Betriebskosten bestehend aus:
 - Pumpenkosten (Energiebedarf 0.5% der verteilten Wärme, 12 Rp. / kWh)
 - Jährliche Unterhaltskosten für Wärmeübergabestation (1% der Investition)
 - Jährliche Unterhaltskosten Netz (0.2% der Investition)
 - Jährliche Wärmeverlustkosten (4 Rp. / kWh)
- Wärmeabsatz: Im Jahr 1 ist 20% des Absatzes angeschlossen. Nach 15 Jahren ist der gesamte Absatz angeschlossen.
- Wärmeabsatz bei finaler Ausbaustufe: 21'220 MWh/a
- Verluste Netz: 2'546 MWh/a

Der unten ersichtliche Energieabsatz zeigt die Annahme, dass im ersten Jahr 20% des Absatzes angeschlossen ist. Bei einer Lebensdauer des Netzes von 40 Jahren, wird das Netz in den ersten 15 Jahren konstant ausgebaut und erweitert. Nach 15 Jahren ist das gesamte Gebiet erschlossen.

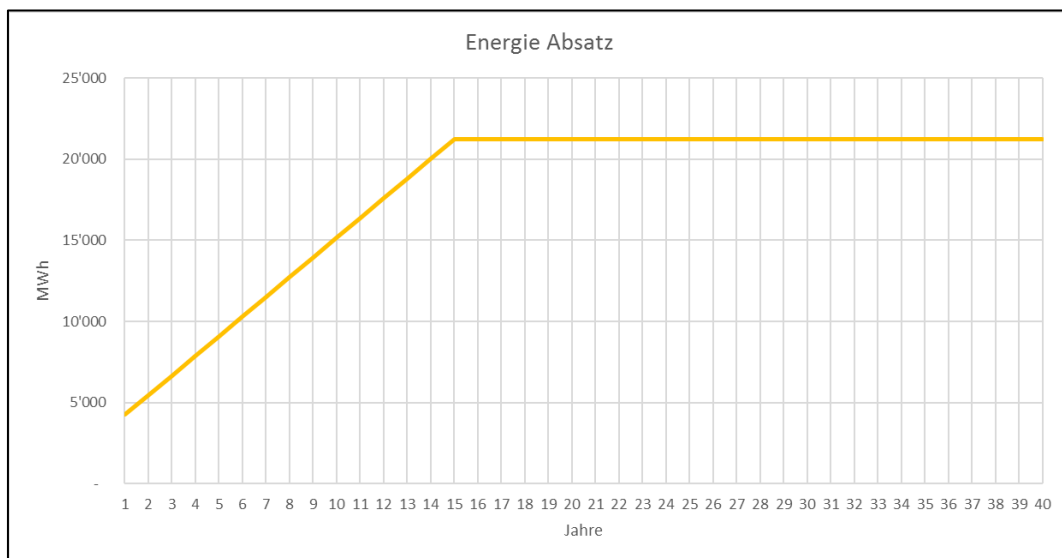


Abbildung 28: Energieabsatz

12.6 Kosten Übersicht

Tabelle 35: Kostenübersicht

Investitionskosten		
Investitionskosten Netz	16'277'500	CHF
Investitionskosten Wärmeübergabestation inkl. Erneuerung nach 20 Jahren	2'192'740	CHF
Betriebskosten		
Pumpenkosten	14'260	CHF/a
Wärmeverlustkosten	101'840	CHF/a
Unterhalts- und Service Kostennetz	29'596	CHF/a
Unterhalts- und Service Wärmeübergabestation	10'964	CHF/a

12.7 Anteil der Netzkosten an den Gesteungskosten

Der Anteil an Netzkosten an den Gesteungskosten wurden mit der statischen Methode berechnet.

I = Investitionen

i = Kalkulationszinssatz

q = Nutzungsdauer

A = durchschnittliche jährliche Ausgaben über die Betrachtungsperiode

N = jährlich geschaffene Nutzeinheiten

Tabelle 36: Formel zur Berechnung des Anteils der Netzkosten an den Gesteungskosten

$$G = \frac{A + \frac{I}{q} + (0,5 \cdot I_R \cdot i)}{N}$$

Der Anteil der Netzkosten an den Gesteungskosten des Optimierten Gebietes belaufen sich auf **54.8** CHF/MWh.

12.8 Sensitivität

Es wurden die Sensitivität bezüglich folgenden Kriterien univariat untersucht.

- Kalkulationszinssatz 1% bis 5%
- Veränderte Investitionskosten -15% bis +15%

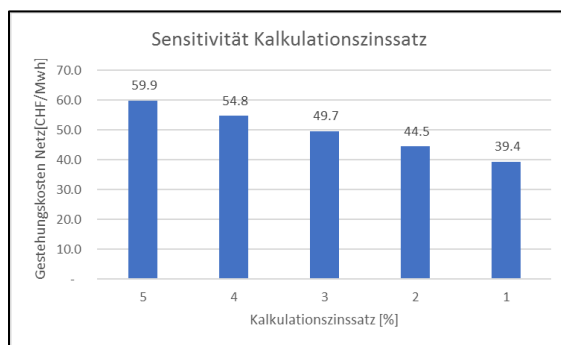


Abbildung 29: Sensitivität Kalkulationszinssatz

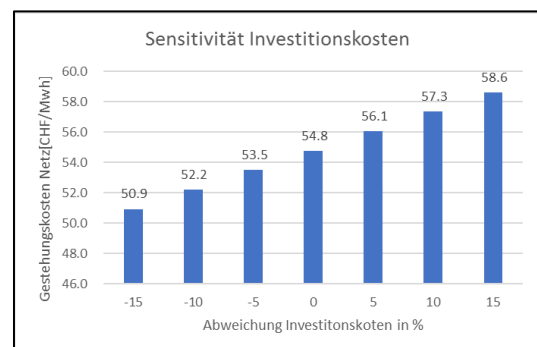


Abbildung 30: Sensitivität Investitionskosten

13. FINALE VARIANTE

Im Folgenden werden die Ergebnisse des finalen Gebietes erläutert. Es ist das Resultat welches sich aus der Potenzialanalyse, der Hydraulischen Simulation sowie der wirtschaftlichen Betrachtung ergibt. Es wurde dabei angenommen, dass die gesamte Hauptleitung aus einer DN200 Leitung besteht. Mit dieser Variante kann das gesamte Gebiet «Telli» im Höchstlastfall mitversorgt werden.

- Für das optimierte Fernwärmegebiet «Buchs und Aarau-Rohr» ergibt sich ein Wärmepotenzial von 21.2 GWh/a bei einer Anschlussleistung von 7.5 MW. Aufgrund der Wärmeverluste im Leitungsnetz müssen zusätzlich 2.5 GWh/a bzw. 0.3 MW an Wärme abgedeckt werden.

13.1 Wirtschaftlichkeit finale Variante

- Bei einer Trassenlänge von 8.93 km für die Hauptleitung sowie Feinverteilung (ohne Hausanschlussleitungen) ergibt sich ein durchschnittlicher Trassenmeterpreis von 1'878 CHF/m.
- Die Investitionskosten des Netzes belaufen sich auf 16.77 Mio. CHF
- Die Investitionskosten der Wärmeübergabestation belaufen sich auf 1.096 Mio. CHF
- Bei einem Kalkulationszinssatz von 4% analog Kapitel «Wirtschaftlichkeitsbetrachtung» ergibt sich ein Anteil der Netzkosten an den Gesteungskosten von 56.04 CHF/MWh
- Es könnten zusätzlich bis zu 6.8 MW zusätzlich zur Vollversorgung des Gebietes «Buchs und Aarau-Rohr» ins «Telli» transportiert werden
- Die Wirtschaftlichkeit der finalen Variante ist gegeben

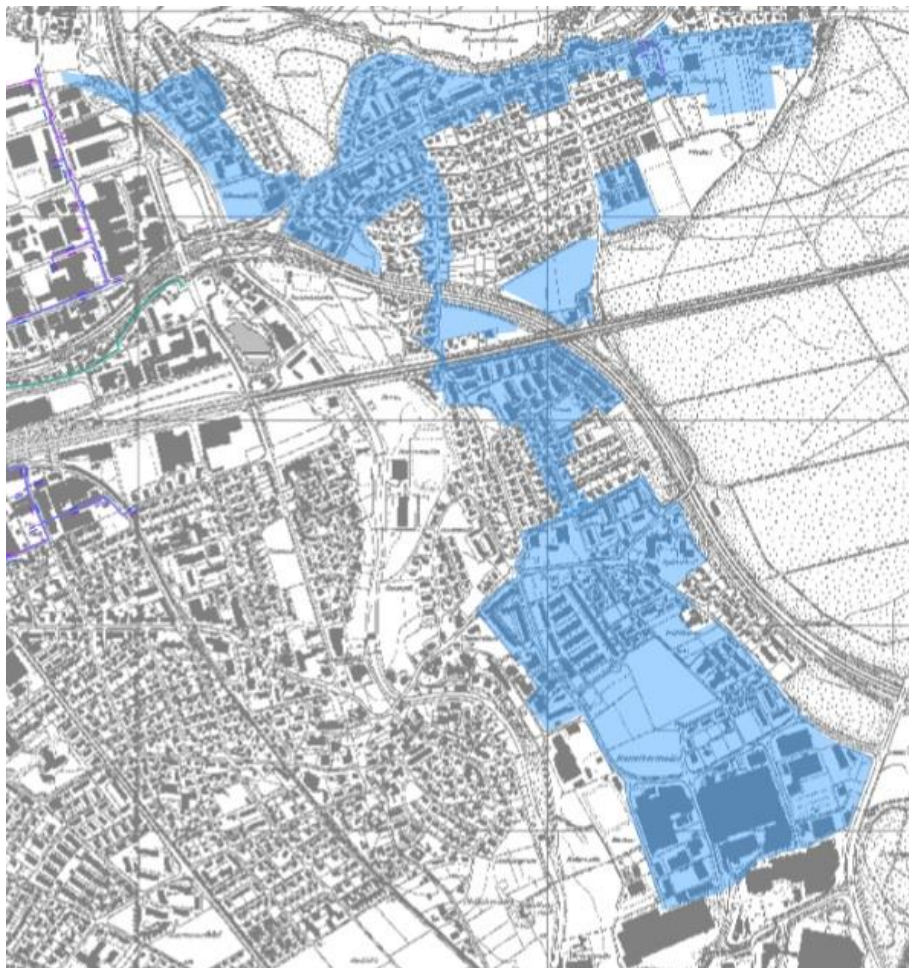


Abbildung 31: Optimiertes Gebiet

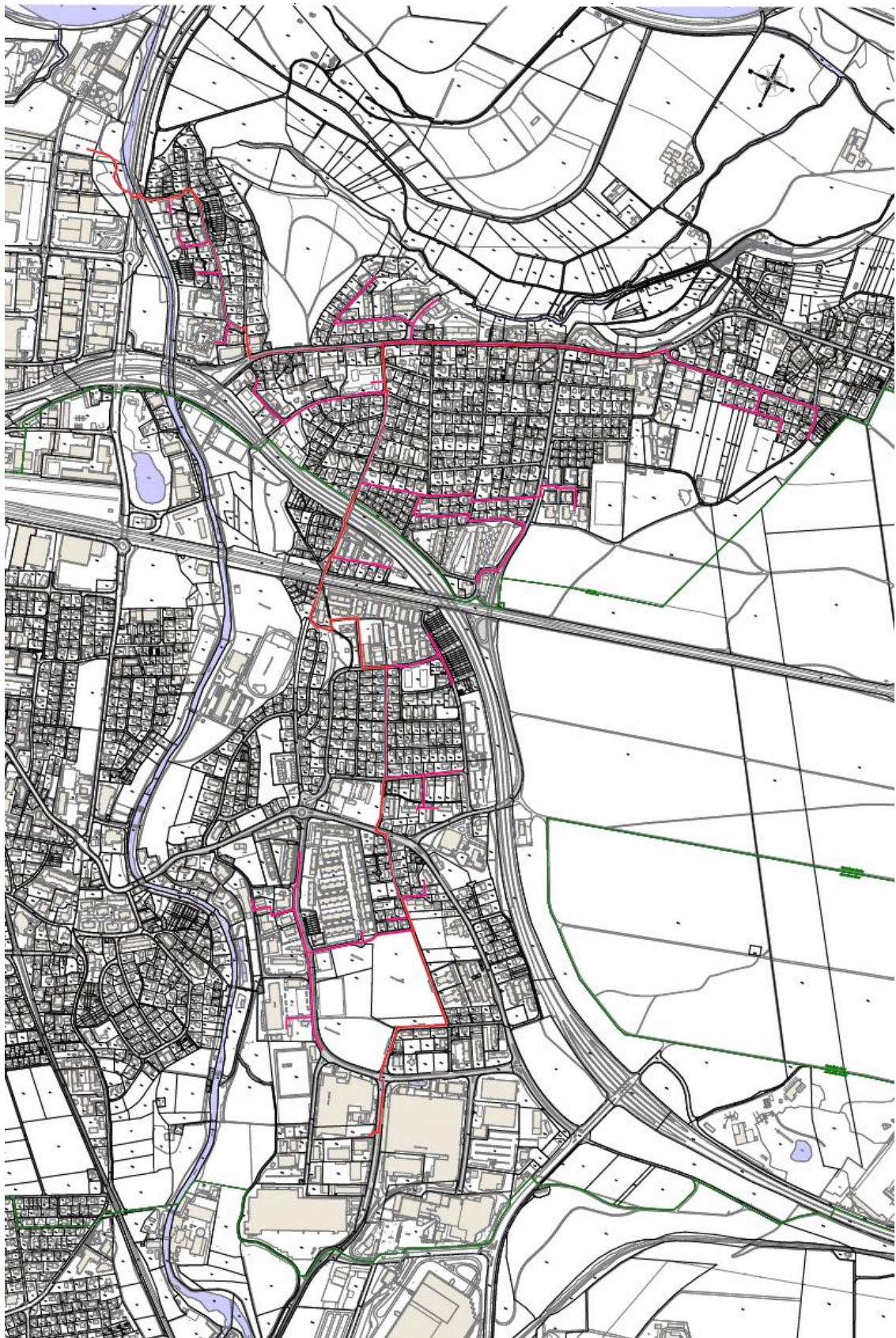


Abbildung 32: Hauptleitung und Feinverteilungen

Tabelle 37: Grobterminplan Hauptleitungsführung



15. FAZIT

In Folgendem werden die wichtigsten Resultate des Vorprojekts aufgezählt.

- Ohne Berücksichtigung von Anschlussgraden beträgt das Wärmepotenzial des Gebietes «Buchs/Aarau-Rohr» 37.8 GWh/a. Davon werden 4.1 GWh/a durch bestehende Wärmepumpen abgedeckt.
- Die Potenzialanalyse auf Basis von spezifischen Energieverbräuchen und Energiebezugsflächen wurde anhand der vorliegenden Gasverbräuche validiert. Es zeigt sich, dass beide Methoden eine gute Übereinstimmung zeigen.
- Es wurden verschiedene Hauptleitungsführungen untersucht. Die gewählte Variante 1 ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht zu bevorzugen.
- Die Machbarkeit der gewählten Hauptleitungsführung sowie der Feinverteilung ist gegeben.
- Optional zur Querung der T5 über die bestehende Brücke würde eine separate Werkleitungsbrücke mit Mehrkosten von 0.2 Mio. CHF realisiert werden.
- Die Wärmeübergabestation ist am geplanten Standort der Wärmezentrale Wynenfeld realisierbar.
- Der Zusammenschluss der Netze «Buchs/Aarau-Rohr» und «Telli» ist sinnvoll und möglich. In das Gebiet «Telli» könnten zusätzlich bis zu 6.8 MW transportiert werden.
- Der Zusammenschluss kann entweder über eine Netztrennung mit Wärmetauscher oder durch eine Mischstation realisiert werden.
- Es konnte ein optimiertes Gebiet im Betrachtungsperimeter «Buchs und Aarau-Rohr» bestimmt werden, in dem der Bau eines Fernwärmenetzes wirtschaftlich attraktiv ist. Ohne Berücksichtigung von Anschlussgraden beträgt das Wärmepotenzial in diesem Gebiet 28.1 GWh/a. Davon werden 2.7 GWh/a durch bestehende Wärmepumpen abgedeckt.
- Die Investitionskosten (inkl. Wärmeübergabestation) für das «Optimierte Gebiet, Hauptleitung DN200» mit einem Wärmeabsatz von 21.2 GWh/a belaufen sich auf ca. 17.9 Mio. CHF.
- Der Vollausbau des gesamten Gebietes ist bei Investitionskosten (inkl. Wärmeübergabestation) von ca. 27.1 Mio. CHF bei einem Wärmeabsatz von 25.3 GWh/a wesentlich weniger wirtschaftlich.
- Das «Optimierte Gebiet, Hauptleitung DN200» wird von Ramboll zum Bau empfohlen. Die Hauptleitung sollte am Stück inklusive Etappe 1 gebaut werden wobei die anderen Etappen zeitlich verschoben realisiert werden sollten.

Das Vorprojekt hat gezeigt, dass eine ökologische Wärmeversorgung des Gebietes «Buchs und Aarau-Rohr» einen Anteil der Netzkosten an den Gestehungskosten von ca. 56 CHF/MWh mit sich bringt. Weiter wurde gezeigt, dass bei relativ geringen Mehrkosten das Gebiet «Telli» mit günstiger und CO₂-neutraler Wärme zusätzlich über die Wärmeübergabestation versorgt werden kann.

16. ANHANG

Anhang 1	Grobterminprogramm Hauptleitung
Anhang 2	Potenzial Gebäude
Anhang 3	Potenzial Cluster & Validierung
Anhang 4	Mögliche Entwicklung Potenzial bis 2050
Anhang 5	Technischer Bericht_Vorprojekt_19_04_12
Anhang 6	NP U-Graben_2019_03_18
Anhang 7	Var 1_Situation 1.Etappe_2019_03_19
Anhang 8	Var 1_Situation 2.Etappe_2019_03_19
Anhang 9	Var 1_Situation 3.1Etappe_2019_03_19
Anhang 10	Var 1_Situation 3.2Etappe_2019_03_19
Anhang 11	Var 2_Situation 1.Etappe_2019_03_19
Anhang 12	Var 2_Situation 2.Etappe_2019_03_19
Anhang 13	Var 2_Situation 3.1Etappe_2019_03_19
Anhang 14	Var 2_Situation 3.2Etappe_2019_03_19
Anhang 15	N1-325-2017-UE-1 Hauptinspektionsbericht
Anhang 16	N1-327-2017-UE-1 Hauptinspektionsbericht
Anhang 17	UFW_FW_Buchs_Rohr_vor2022
Anhang 18	UFW_FW_Buchs_Rohr_nach2022
Anhang 19	Var1.1
Anhang 20	Var1-2
Anhang 21	Var1-3
Anhang 22	Var1-4
Anhang 23	Var1-5
Anhang 24	Var2
Anhang 25	PFD_Wärmetauscher
Anhang 26	PFD_Temperatur Reduktionsstation (Mischstation)